Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale,, n. 196 del 22 agosto 2008 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Venerdì, 22 agosto 2008** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06 85081

N. 197

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni ARG/gas 89-90-92/08; EEN 7-8/08; VIS 63/08; ARG/gas 94/08; ARG/elt 95/08; VIS 69/08; ARG/elt 97-98-99/08; ARG/gas 100/08.

S O M M A R I O

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 1° luglio 2008.

Definizione degli interventi successivi alla conclusione del processo di rinegoziazione dei contratti di compravendita all'ingrosso di gas naturale ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 marzo 2007, n. 79/07. (Deliberazione ARG/gas 89/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione dell'1 luglio 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99;
- la deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 229/01 (di seguito: deliberazione n. 229/01);
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002, n. 195/02 come pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 293 del 13 dicembre 2002 (di seguito: deliberazione n. 195/02);
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02;
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03), come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2004, n. 248/04 (di seguito: deliberazione n. 248/04);
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2006, n. 65/06 (di seguito: deliberazione n. 65/06);
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2006, n. 68/06 (di seguito: deliberazione n. 68/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06 (di seguito: deliberazione n. 134/06) come successivamente modificata;
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 205/06 (di seguito: deliberazione n. 205/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 320/06 (di seguito: deliberazione n. 320/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07 (di seguito: deliberazione n. 79/07);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2007, n. 208/07;
- il documento per la consultazione 21 maggio 2008, atto n. 12/08, recante "Definizioni degli interventi successivi alla conclusione del processo di rinegoziazione dei contratti di compravendita all'ingrosso di gas naturale ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 marzo 2007, n. 79/07 (di seguito: documento per la consultazione 21 maggio 2008).

Considerato che:

- con la deliberazione n. 79/07, in esito ad un lungo contenzioso sulla disciplina introdotta con la deliberazione n. 248/04, a modifica dei criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale di cui alla deliberazione n. 138/03, l'Autorità ha:
  (a) rideterminato i valori del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso (di seguito: CCI) per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2005 (data di entrata in vigore della deliberazione n. 248/04) e l'1 aprile 2007 (data di entrata in vigore della deliberazione n. 79/07) (articolo 2);
  (b) imposto agli esercenti la vendita all'ingrosso del gas naturale di offrire ai propri clienti, controparti di contratti di compravendita conclusi successivamente all'1 gennaio 2005 e in essere nel periodo 1 gennaio 2006 – 30 giugno 2006, nuove condizioni economiche per un valore pari od inferiore a quello risultante dalla rideterminazione del CCI (c.d. obbligo di rinegoziazione) (commi 1.5 e 1.7);
  (c) riconosciuto, alle parti dei contratti *sub* (b) che rinegozino i prezzi nei termini ivi indicati parte degli oneri così sostenuti (c.d. oneri pro rinegoziazione); tali oneri sono stati fissati in un importo pari al prodotto tra i volumi corrispondenti consumati dai clienti finali di cui alla deliberazione n. 138/03 e il 50% della differenza derivante dall'applicazione da parte dei medesimi esercenti, per il periodo 1 gennaio 2006 – 30 giugno 2006, dei valori calcolati ai sensi della deliberazione n. 195/02 (comma 1.8);
  (d) riconosciuto agli esercenti la vendita al dettaglio la facoltà di recuperare, nel rispetto dell'obbligo di rinegoziazione *sub* (b) e dell'applicazione del CCI nei valori rideterminati *sub* (a), le somme relative ai parziali conguagli in precedenza disposti a favore dei clienti finali con deliberazioni n. 65/06, n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06 (comma 1.9);
  (e) previsto che, per gli esercenti la vendita al dettaglio, il riconoscimento degli oneri pro rinegoziazione *sub* (c) nonché dei recuperi *sub* (d), avvengano, nell'ambito di appositi conguagli con i propri clienti finali, secondo modalità da adottare con successivo provvedimento dell'Autorità (comma 1.10);
- dagli elementi acquisiti dall'Autorità emerge che, per gran parte del volume di gas naturale oggetto dei contratti soggetti all'obbligo di rinegoziazione e destinato ai clienti finali di cui alla deliberazione n. 138/03, le parti sono addivenute ad accordi coerenti con quanto previsto dai commi 1.5 e 1.7 della deliberazione n. 79/07; e che, per i casi in cui tale accordo non si è perfezionato, sono in corso le attività di verifica in merito alle responsabilità delle parti, con particolare riferimento a possibili condotte abusive da parte degli esercenti la vendita;
- l'obbligo di rinegoziazione è finalizzato a trasferire, fino all'esercente la vendita all'ingrosso titolare di contratti di importazione, l'eventuale riduzione delle condizioni economiche di fornitura conseguenti alla rideterminazione del CCI di cui all'articolo 2 della deliberazione n. 79/07; e che tale finalità, nelle more delle predette attività di verifica, pone l'esigenza di riconoscere gli oneri pro rinegoziazione a tutti gli esercenti la vendita al dettaglio, fatta salva la necessità di recuperare – in seguito alle predette verifiche – gli importi riconosciuti a coloro che eventualmente risultino responsabili del mancato accordo;

- col documento per la consultazione 21 maggio 2008 l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alla disciplina delle modalità di effettuazione dei conguagli *sub* (e), applicabile a tutti gli esercenti la vendita al dettaglio, prevedendo in particolare che:
  - detta disciplina sia improntata ai seguenti criteri generali:
    - i) garantire che le condizioni economiche di fornitura, come rideterminate ed aggiornate dalla deliberazione n. 79/07, siano applicate uniformemente a partire dal 2005, anno di entrata in vigore della deliberazione n. 248/04;
    - ii) salvaguardare, fin dove praticabile, sia il diritto dei clienti ad avere restituito quanto loro spettante, sia il loro dovere a contribuire agli oneri pro rinegoziazione disposti dalla deliberazione n. 79/07;
    - iii) chiudere le partite economiche tuttora aperte sulle condizioni economiche di fornitura, anche con riferimento al conguaglio di cui al punto 3 della deliberazione n. 68/06, relativa alla componente tariffaria dello stoccaggio (di seguito: QS);
    - iv) ottimizzare i costi gestionali delle procedure di conguaglio per gli esercenti la vendita al dettaglio;
  - ai fini del calcolo dei conguagli sia preso in considerazione il periodo 1 gennaio 2005 – 31 marzo 2007, e sia considerato il CCI effettivamente praticato a ciascun cliente finale dall'esercente la vendita al dettaglio, anche tenendo conto dei parziali conguagli eventualmente corrisposti ai sensi delle deliberazioni n. 65/06, n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06;
  - i conguagli siano disposti dagli esercenti la vendita al dettaglio nei confronti dei clienti finali tuttora serviti, salvo il diritto dei clienti finali che hanno cambiato fornitore e dei clienti cessati di ottenere, in seguito a specifica richiesta, i conguagli loro spettanti limitatamente alla durata della propria fornitura;
  - sia riconosciuta agli esercenti la vendita al dettaglio la facoltà di rateizzare gli importi oggetto dei conguagli (se di entità non limitata), fissando un termine a tal fine;
- le osservazioni al documento per la consultazione 21 maggio 2008 hanno evidenziato una sostanziale convergenza sulle indicazioni prospettate dell'Autorità, in particolare:
  - la necessità di trattare in modo contestuale il riconoscimento degli oneri di rinegoziazione e i conguagli di cui al comma 1.10 della deliberazione n. 79/07;
  - l'opportunità riconoscere agli esercenti la vendita al dettaglio la facoltà di stabilire modalità e tempi di esecuzione dei conguagli, funzionali alle rispettive esigenze gestionali ed organizzative, sia pur entro un termine prefissato;
  - l'esigenza di escludere dal conguaglio le partite economiche afferenti al QS, in quanto eccessivamente oneroso, sotto il profilo gestionale, per l'esercente la vendita;
- l'esigenza, per l'esercente la vendita al dettaglio, di gestire autonomamente le concrete modalità di esecuzione dei conguagli trova un limite:
  - da un lato, nell'esigenza di certezza e trasparenza del sistema che i conguagli siano conclusi entro un termine predefinito;

- dall'altro lato, nell'esigenza di assicurare ai clienti finali – a carico dei quali eventualmente risultino conguagli per importi di rilievo – la facoltà di rateizzare tali importi, anche tenendo conto della disciplina in materia di rateizzazione di cui all'articolo 10 della deliberazione n. 229/01;

- il conguaglio relativo al QS, disposto dal punto 3 della deliberazione n. 68/06 a beneficio del cliente finale, è pari ad importi pressoché nulli, che risultano pertanto sproporzionati rispetto ai costi gestionali che l'esercente la vendita al dettaglio dovrebbe sostenere ai fini del loro calcolo per ciascun cliente.

Ritenuto che sia necessario:

- definire le modalità di effettuazione dei conguagli di cui al comma 1.10 della deliberazione n. 79/09 secondo criteri che assicurino l'applicazione delle condizioni economiche di fornitura (come rideterminate ed aggiornate ai sensi della medesima deliberazione), contestualmente al recupero, da parte degli esercenti la vendita al dettaglio, degli oneri pro rinegoziazione nonché delle somme eventualmente corrisposte ai sensi delle deliberazioni n. 65/06, n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06.

Ritenuto che sia altresì opportuno:

- applicare la predetta disciplina a tutti gli esercenti la vendita al dettaglio, fatta salva la necessità di recuperare gli oneri pro rinegoziazione riconosciuti a quegli esercenti che eventualmente risultino responsabili del mancato accordo col proprio venditore all'ingrosso tenuto all'obbligo di rinegoziazione;
- che gli esercenti la vendita al dettaglio dispongano i conguagli nei confronti dei clienti finali tuttora serviti, salvo il diritto dei clienti finali che hanno cambiato fornitore e dei clienti cessati di ottenere, in seguito a specifica richiesta, i conguagli loro spettanti limitatamente alla durata della propria fornitura;
- fissare un termine entro il quale devono essere completati i conguagli, assicurando, in caso di conguagli a debito del cliente finale per importi di rilievo, la rateizzazione ;
- escludere dal calcolo del predetto conguaglio le partite relative al QS di cui al punto 3 della deliberazione n. 68/06; e che sia pertanto necessario abrogare tale disposizione

DELIBERA

Articolo 1

Modalità di calcolo del conguaglio ai clienti finali oggetto delle condizioni economiche di fornitura di cui deliberazione n. 138/03

1.1 Ai fini del conguaglio di cui all'articolo 1, comma 1.10, della deliberazione n. 79/07, l'esercente la vendita al dettaglio calcola il valore C^k_{TOT}, positivo o negativo, relativo al *k*-esimo cliente finale oggetto delle condizioni economiche di fornitura di cui alla deliberazione n. 138/03 e da lui servito in tutto o parte del periodo P di cui al successivo comma 1.2. Il valore C^k_{TOT} è dato da:

$$C^k_{TOT} = C^k_{QE} - C^k_{OR} \quad (€)$$

dove:

- C^{k}_{QE} è la quota di conguaglio correlata ai criteri di indicizzazione del CCI, di cui al successivo comma 1.2;
- C^{k}_{OR} è la quota di conguaglio, sempre positiva, correlata agli oneri pro rinegoziazione definiti ai sensi dell'articolo 1.8 della deliberazione n. 79/07 e di cui al successivo comma 1.3.

1.2 La quota C_{QE}^{k} è calcolata mediante la seguente formula:

$$C^{k}_{QE} = \sum_{j \in P} E^{k}_{j} \times \left(CCI_{j}^{applicata} - CCI_{j}^{79/07}\right) \qquad (€),$$

dove:

- E_j^k è l'energia (Gj) prelevata nel *j*-esimo trimestre dal *k*-esimo cliente finale oggetto delle condizioni economiche di fornitura di cui alla deliberazione n. 138/03;
- $CCI_j^{applicata}$ è il CCI del *j*-esimo trimestre, applicato al *k*-esimo cliente finale oggetto delle condizioni economiche di fornitura di cui alla deliberazione n. 138/03, al netto del parziale conguaglio già erogato nel medesimo trimestre ai sensi delle deliberazioni n. 65/06, n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06;
- $CCI_j^{79/07}$ è il CCI del *j*-esimo trimestre, aggiornato con i valori di cui all'articolo 2 della deliberazione n. 79/07;
- P è l'insieme dei trimestri tra l'1 gennaio 2005 e il 31 marzo 2007.

1.3 La quota C_{OR}^{k} è calcolata mediante la seguente formula:

$$C^{k}_{OR} = 0,5 \times \sum_{j \in R} E^{k}_{j} \times \left(CCI_{j}^{195/02} - CCI_{j}^{79/07}\right) \qquad (€),$$

dove:

- $CCI_j^{195/02}$ è il CCI del *j*-esimo trimestre, aggiornato mediante i criteri della deliberazione n. 195/02;
- R è il primo semestre 2006;
- $CCI_j^{79/07}$ e E_j^k sono definiti al comma precedente.

Articolo 2

Criteri generali di applicazione dei conguagli

2.1 Nel caso in cui il valore C^{k}_{TOT} di cui all'articolo 1 sia positivo, l'esercente la vendita al dettaglio esegue i conguagli entro 8 (otto) mesi dall'entrata in vigore del presente provvedimento.

2.2 Nel caso in cui il valore C^{k}_{TOT} di cui all'articolo 1 sia negativo, l'esercente la vendita al dettaglio:

- ai clienti finali con consumi fino a 5000 mc/anno, consente la rateizzazione degli importi con le modalità previste dall'articolo 10 della deliberazione n. 229/01 qualora, in deroga a quanto previsto dal comma 10.3, lettera a) del medesimo articolo, l'ammontare del conguaglio sia superiore al doppio dell'addebito più elevato fatturato nelle bollette relative al periodo 1 gennaio 2005 – 31 marzo 2007;
- ai clienti finali con consumi superiori a 5000 mc/anno, consente la rateizzazione degli importi alle condizioni e secondo le modalità di cui al precedente alinea, e comunque in modo tale che l'esecuzione dei conguagli si concluda entro 8 (otto) mesi dall'entrata in vigore del presente provvedimento;

- informa i clienti finali nella bolletta relativa al pagamento rateizzabile della possibilità di ottenere una rateizzazione dei corrispettivi dovuti e delle relative modalità.

2.3 L'esercente la vendita al dettaglio comunica all'Autorità entro 10 (dieci) mesi dall'entrata in vigore del presente provvedimento i dati relativi al numero dei clienti interessati ed agli importi oggetto dei suddetti conguagli.

Articolo 3

Clienti cessati o che hanno cambiato fornitore successivamente al 1 gennaio 2005

3.1 Resta fermo e impregiudicato il diritto, per i clienti finali che hanno cambiato fornitore o per i quali cessa l'erogazione del servizio, a partire dall'1 gennaio 2005, di ottenere, su richiesta, dall'esercente la vendita che lo ha servito nel periodo P di cui all'articolo 1, comma 1.2, i conguagli derivanti dall'applicazione delle modalità di cui al medesimo articolo 1, limitatamente alle quote ancora spettanti al momento della cessazione del rapporto contrattuale con l'esercente.

Articolo 4

Disposizioni finali

4.1 Il punto 3 della delibera n. 68/06 è abrogato.

4.2 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Città, 1° luglio 2008

Il presidente: Ortis

08A05904

DELIBERAZIONE 3 luglio 2008.

Disposizioni urgenti in tema di verifica del gruppo di misura del gas su richiesta del cliente finale. (Deliberazione ARG/gas 90/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 3 luglio 2008

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto del Presidente della Repubblica 12 agosto 1982, n. 798 e, in particolare, l'articolo 14;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 1999, n. 200/99;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04 come successivamente modificata e integrata e, in particolare, l'Allegato A (di seguito: Testo integrato della qualità dei servizi gas);
- la deliberazione dell'Autorità 26 settembre 2007, n. 234/07 (di seguito: deliberazione n. 234/07);
- la deliberazione dell'Autorità 8 gennaio 2008, GOP 1/08;
- la segnalazione dell'Autorità al Parlamento e al Governo in tema di misura del gas nelle attività di distribuzione e fornitura ai clienti finali del 16 marzo 2008, PAS 1/08;
- la deliberazione dell'Autorità 29 aprile 2008, ARG/gas 51/08;
- il documento per la consultazione 15 febbraio 2008, DCO 1/08, intitolato "Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel III periodo di regolazione (2009-2012)" (di seguito: primo documento per la consultazione sulla regolazione della qualità dei servizi gas nel terzo periodo regolatorio);
- le osservazioni inviate dai soggetti interessati al primo documento per la consultazione sulla regolazione della qualità dei servizi gas nel terzo periodo regolatorio.

Considerato che:

- con la deliberazione ARG/gas 51/08 l'Autorità, tenuto conto delle osservazioni inviate al primo documento per la consultazione sulla regolazione della qualità dei servizi gas nel terzo periodo regolatorio, ha modificato le disposizioni contenute nel Testo integrato della qualità dei servizi gas in tema di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale, riservandosi di completare la revisione di tale disciplina a valle del procedimento avviato con la deliberazione n. 234/07;
- un'associazione dei consumatori ha evidenziato la necessità di riferire la verifica del gruppo di misura alla normativa vigente in materia, mentre un'azienda di distribuzione ha segnalato che le verifiche in campo dei gruppi di misura sono effettuate con riferimento alla norma tecnica UNI 11003 del 2002, che prevede errori massimi nella misura diversi e maggiori rispetto a quelli fissati dalla normativa metrologica vigente;

- le disposizioni introdotte dall'Autorità con la deliberazione ARG/gas 51/08 stabiliscono nuovi obblighi in capo ai distributori a tutela dei consumatori in funzione dell'esito della verifica del gruppo di misura, con decorrenza dalla data di pubblicazione di tale provvedimento;
- pertanto, ai fini dell'applicazione delle direttive emanate dall'Autorità, è urgente eliminare ogni dubbio interpretativo chiarendo quale sia la normativa di riferimento al fine di fornire un quadro certo agli operatori ed evitare effetti negativi per i consumatori;
- due associazioni di distributori di gas e singole imprese, anche a fronte dei primi mesi di applicazione delle disposizioni introdotte con la deliberazione ARG/gas 51/08, hanno fatto pervenire agli uffici dell'Autorità delle richieste di chiarimento, evidenziando, tra l'altro, nel caso di sostituzione dei gruppi di misura non conseguente ad una richiesta di verifica da parte del cliente finale:
  a. l'opportunità di ben esplicitare la non applicazione dei nuovi obblighi informativi, definiti dall'Articolo 43, comma 43.11, nei casi di sostituzione del gruppo di misura conseguente a chiamata di pronto intervento;
  b. alcune difficoltà operative dovute alla mancanza di una tempistica certa di ricezione della conferma della richiesta.

Ritenuto che:

- ai fini dell'attuazione delle direttive emanate dall'Autorità in tema di richiesta della verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale, ferma restando l'applicazione della normativa vigente per la verifiche di gruppi di misura del gas in esercizio, sia necessario chiarire quale sia la norma di riferimento per la valutazione degli esiti della verifica del gruppo di misura e che, con riferimento agli errori massimi di misura, essa non possa che essere la normativa metrologica vigente;
- sia pertanto urgente, al fine di assicurare l'immediata tutela degli utenti secondo i parametri della metrologia legale, chiarire che l'articolo 43 del Testo integrato della qualità dei servizi gas deve essere interpretato in conformità al principio secondo il quale la normativa metrologica prevale sulla normativa tecnica, con specifico riguardo agli errori massimi di misura;
- pertanto, qualora la verifica del gruppo di misura conduca all'accertamento di errori superiori a quelli massimi tollerati dalla normativa metrologica vigente, l'esito della verifica debba considerarsi negativo con l'applicazione dei conseguenti obblighi per il distributore di gas previsti dal vigente Testo integrato della qualità dei servizi gas;
- sia opportuno accogliere l'istanza di chiarimento avanzata da alcuni soggetti in tema di pronto intervento nonché favorire l'efficienza dei processi tramite una ulteriore definizione di obblighi informativi in capo agli esercenti;
- al fine di rendere esplicito detto chiarimento interpretativo sia opportuno modificare l'articolo 43 del suddetto Testo integrato

DELIBERA

1. Il riferimento alla normativa tecnica vigente contenuto nell'articolo 43 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 168/04, deve essere interpretato nel senso che alla valutazione degli esiti della verifica del gruppo di misura, con specifico riguardo agli errori massimi di misura, si applica quanto disposto in merito dalla normativa metrologica vigente;
2. Al fine di rendere esplicito tale chiarimento interpretativo, nonché di accogliere l'istanza di chiarimento avanzata da alcuni soggetti in tema di pronto intervento e di obblighi informativi, l'articolo 43 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 168/04 è così modificato:
   a. ai commi 43.5, 43.7, 43.10, 43.11, lettera c), e 43.12 le parole "normativa tecnica vigente" sono sostituite dalle parole "normativa metrologica vigente";
   b. all'articolo 43, comma 43.11, dopo le parole "che non sia conseguente a richieste di verifica da parte dei clienti finali" sono aggiunte le parole "oppure ad una chiamata di pronto intervento";
   c. all'articolo 43, comma 43.11, lettera b), dopo le parole "il diritto del cliente finale di richiedere la verifica del gruppo di misura" sono aggiunte le parole "nonché i termini entro i quali deve avvenire la conferma della richiesta";
3. Le modifiche ed integrazioni all'articolo 43 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 168/04 di cui al punto 2 riguardano anche il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il terzo periodo di regolazione (2009-2012) che verrà redatto in esito al procedimento avviato con la deliberazione n. 234/07;
4. Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
5. Il testo dell'Allegato A alla deliberazione n. 168/04, come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento, è pubblicato sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Città, 3 luglio 2008

Il presidente: ORTIS

08A05905

DELIBERAZIONE 7 luglio 2008.

Criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione e modifiche alle deliberazioni n. 166/05 e n. 11/07. (Deliberazione ARG/gas 92/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 7 luglio 2008

Visti:

- la Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 12 dicembre 2002, n. 273 (di seguito: legge n. 273/02);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge n. 290/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04);
- la legge 18 aprile 2005, n. 62;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 52/99);
- la deliberazione dell'Autorità 30 maggio 2001, n. 120/01 e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 120/01);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01;
- la deliberazione dell'Autorità 17 luglio 2002, n. 137/02 e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 137/02);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005, n. 166/05 (di seguito: deliberazione n. 166/05);
- la deliberazione dell'Autorità 1 agosto 2005, n. 167/05 (di seguito: deliberazione n. 167/05);
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2005, n. 178/05 (di seguito: deliberazione n. 178/05);
- la deliberazione dell'Autorità 31 luglio 2006, n. 168/06 (di seguito: deliberazione n. 168/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07 e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 11/07);
- la deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2007, n. 222/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07;
- la memoria presentata dall'Autorità alla X Commissione delle Attività Produttive, Commercio e Turismo della Camera dei Deputati il 3 ottobre 2007, in materia di "Problematiche relative all'autosufficienza ed alla sicurezza del sistema gas naturale in Italia";
- il documento per la consultazione "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di Gnl per il terzo periodo di regolazione" del 13 marzo 2008, DCO 7/08 (di seguito: documento per la consultazione 13 marzo 2008);

- il documento per la consultazione "Tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione – Orientamenti finali" del 18 giugno 2008, DCO 20/08 (di seguito: documento per la consultazione 18 giugno 2008).

Considerato che:

- in prossimità della scadenza del secondo periodo regolatorio, continuano a permanere le criticità, più volte evidenziate, del sistema nazionale di approvvigionamento del gas naturale sia con riferimento al rapporto tra domanda e offerta, sia con riferimento alla sicurezza delle forniture, nonostante i potenziamenti in corso dei gasdotti di interconnessione con l'estero e nonostante l'entrata in servizio del nuovo terminale della società Terminale GNL Adriatico s.r.l. prevista nel corso dell'anno termico 2008-2009;
- il terminale di rigassificazione di gas naturale liquido (di seguito: Gnl) rappresenta un'efficace componente del sistema nazionale di trasporto, tale da garantire che la rete nazionale di trasporto sia alimentata anche da gas allo stato liquido e, conseguentemente, tale da concorrere ad assicurare la diversificazione geografica delle fonti di approvvigionamento;
- in virtù di tali considerazioni, con la deliberazione n. 178/05, l'Autorità aveva ritenuto necessario favorire lo sviluppo di nuovi terminali oltre che con il differenziale sul capitale investito anche garantendo il ritorno dei costi di capitale, anche in caso di mancato utilizzo dell'impianto, precisando che tale garanzia avrebbe coperto l'80% dei ricavi di riferimento attribuiti alla capacità di rigassificazione per una durata pari a 20 anni;
- in particolare, l'Autorità aveva previsto che, a tal fine, con effetto dall'anno termico di entrata in esercizio di un nuovo terminale di Gnl, sarebbe stato introdotto un fattore di garanzia per la cui copertura sarebbe stata definita una apposita componente tariffaria a carico degli utenti del servizio di trasporto;
- le modalità attuative della predetta disciplina sono state rinviate dall'Autorità a un successivo provvedimento, e che tale provvedimento non è stato adottato nel precedente periodo di regolazione in quanto l'entrata in esercizio del primo terminale di Gnl è prevista per l'anno termico 2008-2009;
- ai fini della determinazione della nuova disciplina tariffaria per il terzo periodo di regolazione e in coerenza sia con le esigenze di cui ai precedenti considerati, sia con i criteri definiti nel precedente periodo regolatorio, l'Autorità nel documento di consultazione 13 marzo 2008, ha prospettato tra l'altro la necessità di:
    a. assicurare lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione, anche per garantire un'offerta di capacità che assicuri adeguati margini rispetto alla esigenza di sviluppo della domanda e per favorire lo sviluppo della concorrenza nel mercato interno, confermando la disciplina incentivante relativa ai nuovi investimenti adottata nel secondo periodo di regolazione;
    b. applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, il criterio del *profit sharing*, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, una quota parte dei maggiori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della deliberazione n. 178/05;

c. applicare il recupero di produttività alle sole componenti del vincolo dei ricavi relative ai costi operativi;
d. sottoporre la quota parte dei ricavi riconducibile alla remunerazione del capitale investito netto ad aggiornamento mediante l'applicazione della variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi, ed aggiornare la quota parte dei ricavi riconducibile agli ammortamenti in coerenza con i meccanismi adottati per l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto;
e. applicare una ripartizione dei ricavi tra le componenti *capacity* e *commodity* in linea con il precedente periodo regolatorio;
f. prevedere che nella determinazione della tariffa confluiscano tutti i costi riconosciuti per l'erogazione del servizio di rigassificazione offerto dall'impresa; e che, per eventuali ulteriori servizi, le tariffe siano determinate dall'Autorità sulla base dell'analisi dei costi sottostanti, in modo da definire anche per tali servizi le modalità di applicazione dei recuperi di efficienza;
g. prevedere che:
   i. il dimensionamento dei corrispettivi unitari avvenga sulla base della capacità massima di rigassificazione del terminale;
   ii. il corrispettivo di entrata alla rete nazionale di gasdotti sia dimensionato sulla base della capacità massima di rigassificazione del terminale;
   iii. venga applicata anche ai punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl la disciplina che prevede conferimenti su base infrannuale e relativi corrispettivi riproporzionati sulla base di opportuni coefficienti moltiplicativi;
h. confermare la previsione di adottare forme di garanzia che favoriscano la realizzazione di terminali di rigassificazione anche in mancanza dell'esenzione dal regime di accesso regolato a terzi ai sensi dell'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04;
i. attuare le previsioni in tema di fattore di garanzia di cui alla deliberazione n. 178/05 prevedendo, in particolare:
   i. un limite di capacità di rigassificazione complessiva nazionale entro il quale il fattore di garanzia debba operare;
   ii. l'applicazione del fattore di garanzia anche ai terminali oggetto di esenzione per la quota parte di capacità non esentata, complementare all'esenzione medesima nel limite dell'80% dei ricavi di capacità;
   iii. l'introduzione, nell'ambito della tariffa di trasporto, di un corrispettivo unitario addizionale da applicare al corrispettivo variabile, ovvero di una maggiorazione da applicare ai corrispettivi di capacità;
   iv. l'attribuzione alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: Cassa) del ruolo di soggetto compensatore responsabile della gestione del gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo di cui al precedente numero iii.

Considerato inoltre che nell'ambito della consultazione le osservazioni pervenute hanno evidenziato le seguenti esigenze:

- prevedere l'introduzione di nuove categorie di cespiti, con particolare riferimento ai terminali di Gnl caratterizzati da tecnologie fortemente innovative, per i quali è necessario prevedere una vita utile tariffaria pari a 20 anni;
- non applicare nel caso di nuovi terminali, almeno per un congruo periodo di tempo, il recupero di produttività, in quanto nel caso di realizzazione di nuove infrastrutture con le più recenti tecnologie disponibili non è possibile prevedere margini di efficientamento;
- prevedere una ripartizione dei ricavi tale per cui nella componente di ricavo *capacity* confluiscano i costi di capitale e i costi fissi operativi, mentre nella componente *commodity* confluiscano unicamente i costi operativi variabili; o, in alternativa, prevedere una ripartizione tale per cui le componenti di ricavo di *capacity* e *commodity* siano rispettivamente pari al 90% e al 10% dei ricavi complessivi riconosciuti all'impresa di rigassificazione;
- prevedere la determinazione di corrispettivi nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl sulla base della capacità di trasporto prevista in conferimento;
- confermare criteri di rivalutazione del capitale investito riconosciuto coerenti con quelli del precedente periodo regolatorio, al fine di consentire una rivalutazione monetaria congruente con gli investimenti storici effettuati e con le modalità di determinazione dei costi operativi;
- in merito ai servizi marittimi di traghettamento verso i terminali offshore sono emerse posizioni divergenti, in particolare:
  a. alcuni operatori hanno manifestato l'esigenza che tali servizi non siano soggetti a tariffe regolamentate;
  b. altri, al contrario, ne hanno richiesto l'inclusione nei costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione;
- riconoscere i costi per il ripristino del sito alle condizioni originarie al termine dell'attività di rigassificazione attraverso una quota di ammortamento;
- non introdurre meccanismi di efficientamento di consumi e perdite del terminale, in quanto generati da fattori esogeni;
- prevedere corrispettivi infrannuali nei punti di uscita della rete nazionale di gasdotti interconnessi con terminali di Gnl al fine di permettere l'avviamento di un nuovo terminale di Gnl;
- nell'ambito della consultazione, in merito al fattore di garanzia, sono emerse posizioni divergenti, in quanto:
  a. alcuni operatori ne hanno contestato la previsione sostenendo che tale meccanismo:
     i. introdurrebbe sussidi incrociati tra diverse attività, alterando le dinamiche competitive dei settori e distorcendo i segnali di prezzo per gli utenti dei servizi di rigassificazione e di trasporto;
     ii. limiterebbe il livello di rischio correlato all'investimento in modo tale da pregiudicare le esigenze dei soggetti investitori in nuovi terminali che hanno ottenuto un'esenzione dall'accesso di terzi ai sensi dell'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04;

b. altri operatori, invece, condividendo la necessità di dare attuazione al fattore di garanzia, hanno evidenziato:
   i. la necessità di definire criteri e procedure che consentano di individuare in modo certo e tempestivo i terminali che beneficeranno del fattore di garanzia;
   ii. l'esigenza che il fattore di garanzia sia applicabile anche ai terminali per i quali sia stata riconosciuta un'esenzione dal diritto di accesso di terzi di cui all'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04.

Considerato infine che, in parallele consultazioni finalizzate alla definizione dei nuovi sistemi tariffari in altre attività del settore gas, l'Autorità ha proposto:

- l'adozione di criteri parametrici per la determinazione del capitale circolante netto riferiti al valore lordo delle immobilizzazioni, anziché al valore netto, in modo da garantire un riconoscimento costante nel tempo e non dipendente dal valore residuo del capitale investito riconosciuto;
- la modifica delle vite utili di alcuni cespiti, accogliendo le richieste degli operatori in tal senso;
- la variazione di alcuni parametri che determinano la remunerazione del capitale investito, per tener conto delle mutate prospettive inflazionistiche e della mutata normativa fiscale.

Ritenuto che sia necessario:

- ripristinare una durata del periodo di regolazione tariffaria pari a quattro anni;
- assumere il punto di vista del terminale come componente integrato a valle nella rete di trasporto nazionale al fine di favorire la uniforme gestione dei meccanismi di incentivazione finalizzati a predisporre una struttura di ricezione del gas di provenienza estera, favorendo la possibilità di diversificazione delle fonti di approvvigionamento;
- confermare una disciplina tariffaria che incentivi lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione mediante il riconoscimento di un tasso di remunerazione maggiorato rispetto a quello riconosciuto sul capitale esistente e per durate superiori al periodo di regolazione;
- applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, il criterio del *profit sharing*, riconoscendo alle imprese la metà degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati;
- prevedere per i nuovi terminali l'applicazione di un recupero di produttività nullo e, per i terminali esistenti, commisurare il recupero di produttività al riassobimento del *profit sharing* riconosciuto alle imprese in un periodo di 8 anni;
- modificare, in analogia con quanto indicato nel documento per la consultazione 18 giugno 2008, alcune categorie di cespiti per adeguarle alla durata tecnica effettiva;
- aggiornare le quote parti dei ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e all'ammortamento secondo i criteri adottati per la regolazione del settore elettrico;

- prevedere una ripartizione dei ricavi tale per cui nella componente *commodity* confluisca la quota di ricavo riconducibile ai costi operativi e nella componente *capacity* confluiscano le quote di ricavo riconducibili al capitale, prevedendo che detta componente non possa assumere una percentuale inferiore al 90% dei ricavi riconosciuti;
- determinare il capitale circolante netto in modo parametrico in funzione del valore lordo delle immobilizzazioni;
- rimandare, a valle di successivi approfondimenti, la definizione della disciplina relativa al riconoscimento dei costi di ripristino del sito alle condizioni originarie al fine di procedere ai necessari approfondimenti e l'individuazione delle vite utili dei nuovi cespiti afferenti tecnologie fortemente innovative per i quali, ad oggi, non sono state fornite adeguate evidenze;
- prevedere che nella determinazione della tariffa confluiscano tutti i costi riconosciuti per l'erogazione del servizio di rigassificazione offerto dall'impresa, e che le condizioni economiche di eventuali ulteriori servizi siano approvate dall'Autorità sulla base dell'analisi dei costi sottostanti;
- introdurre conferimenti e corrispettivi di capacità di trasporto infrannuale nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl;
- prevedere la definizione di un corrispettivo di capacità di trasporto nel punto di entrata interconnesso con terminali di Gnl con riferimento all'intera capacità del terminale;
- prevedere altresì, al fine di permettere le operazioni di avviamento di un nuovo terminale di Gnl, l'introduzione di un corrispettivo di capacità infrannuale in uscita dalla rete nazionale di gasdotti;
- disporre una deroga alla disciplina relativa alla separazione funzionale di cui alla deliberazione n. 11/07, prevedendo che un'impresa verticalmente integrata possa gestire congiuntamente le attività di rigassificazione del gas naturale liquefatto e del trasporto di gas naturale.

Ritenuto inoltre che:

- il fattore di garanzia si pone in linea di continuità con il fattore correttivo previsto dalla regolazione tariffaria dell'Autorità per i servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, mirando ad assicurare una parziale copertura dei ricavi relativi all'impegno di capacità in caso di mancato conferimento della capacità del terminale; e che pertanto:
  a) in un contesto caratterizzato da una pluralità di terminali, la decisione di porre tale copertura a carico dei soli utenti del terminale stesso disincentiverebbe l'esito dei successivi conferimenti;
  b) il fattore di garanzia (come il fattore correttivo) non è idoneo a determinare una riduzione del livello di rischio nella realizzazione di nuovi terminali tale da pregiudicare le esigenze dei titolari di un'esenzione, oppure da incentivare una indiscriminata realizzazione di nuovi terminali incoerente con le effettive esigenze del mercato;

- poiché la capacità oggetto di esenzione, essendo nella piena disponibilità del titolare dell'esenzione stessa, risulta già impegnata ai fini del conferimento a terzi, il terminale che beneficia dell'esenzione ha titolo di beneficiare anche del fattore di garanzia nella misura in cui la quota di capacità oggetto di esenzione scenda al di sotto della quota di capacità coperta dal fattore di garanzia;
- sia necessario confermare altresì, al fine di favorire lo sviluppo di nuovi terminali, le misure relative al fattore di garanzia introdotte dalla deliberazione n. 178/05 prevedendo che detto fattore di garanzia operi nei limiti previsti dalla deliberazione n. 178/05, riproporzionati per tener conto della diversa ripartizione del ricavo di riferimento;
- sia necessario dare attuazione alle previsioni in materia di fattore di garanzia definite dalla deliberazione n. 178/05, prevedendo in particolare:
  a) la definizione di una soglia di capacità tecnica di rigassificazione complessiva del sistema nazionale del gas pari a 95 milioni Smc/giorno entro la quale operi il suddetto fattore di garanzia in modo tale da assicurare la realizzazione degli interventi strutturali necessari per la risoluzione delle problematiche relative all'autosufficienza ed alla sicurezza del sistema gas nazionale;
  b) l'istituzione di un corrispettivo unitario variabile CV^{FG} da applicare come maggiorazione del corrispettivo variabile del trasporto al fine di riscuotere l'ammontare necessario alla copertura del fattore di garanzia;
  c) che il corrispettivo unitario variabile di cui alla precedente lettera b) possa essere aggiornato anche nel corso dell'anno termico, a scadenze prefissate e che tali scadenze possano essere individuate con l'ultimo giorno di ciascun trimestre, anche in analogia con quanto è previsto nella regolazione tariffaria del servizio elettrico;
  d) che la nuova disciplina decorra dall'anno termico 2008-2009, accordando di diritto la titolarità del fattore di garanzia al terminale esistente, e nel contempo superare il meccanismo di garanzia dei ricavi attualmente vigente

DELIBERA

TITOLO I - DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni dell'Articolo 2 del decreto legislativo n. 164/00, le definizioni di cui alle deliberazioni dell'Autorità n. 137/02, n. 166/05, n. 167/05, n. 168/06 e n. 11/07 e le seguenti definizioni:
  a) attività di utilizzo dei terminali di Gnl è il servizio di rigassificazione, che comprende le attività di ricezione delle navi metaniere, scarico, stoccaggio, vaporizzazione del Gnl e riconsegna presso i punti nei quali il terminale è interconnesso con sistemi di trasporto, ivi compresi i servizi (accessori ed opzionali) strumentali all'effettuazione delle suddette attività;
  b) costi compensativi sono i costi compensativi esogeni al servizio conseguenti a normative nazionali e locali;

c) esenzione è l'esenzione dal diritto di accesso di terzi riconosciuto ai sensi dell'Articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04, ovvero il diritto di allocazione di cui all'Articolo 27, comma 2, della legge n. 273/02;
d) gas di riempimento è il gas utilizzato ai seguenti fini:
   - riempimento iniziale della condotta che collega il terminale sino al punto fisico di consegna del gas alla rete nazionale di gasdotti;
   - costituzione del livello minimo di Gnl nei serbatoi necessario a garantire l'operatività del terminale (*heel gas*);
e) gas di raffreddamento è il gas utilizzato nelle operazioni preliminari di raffreddamento dei serbatoi (*cool down*) durante la fase di avviamento di un nuovo terminale di Gnl;
f) impresa di rigassificazione è l'impresa che eroga il servizio di rigassificazione;
g) periodo di regolazione è il periodo intercorrente tra l'1 ottobre 2008 e il 30 settembre 2012;
h) RL è il ricavo di riferimento per il servizio di rigassificazione;
i) RL^E è la componente dei ricavi relativa al servizio di rigassificazione, attribuita all'energia associata ai volumi rigassificati;
j) RL^C è la componente dei ricavi relativa al servizio di rigassificazione, attribuita alla capacità di rigassificazione del terminale;
k) $RLNI$ è il ricavo riconducibile alla maggiore remunerazione dei nuovi investimenti;
l) $RL_{capitale}$ è la quota di ricavo del terminale di Gnl riconducibile alla remunerazione del capitale investito riconosciuto, ivi comprese le maggiori remunerazioni riconosciute ai nuovi investimenti sostenuti nel secondo periodo di regolazione;
m) RL_{amm} è la quota di ricavo del terminale di Gnl riconducibile agli ammortamenti;
n) RL_{co} è la quota di ricavo del terminale di Gnl riconducibile ai costi operativi riconosciuti;
o) RL_{co}^C è la quota parte dei ricavi RL_{co} eccedente il 10% dei ricavi riconosciuti RL;
p) RL^A è la componente dei ricavi relativa all'attività di ricezione e scarico delle navi metaniere, pari al 10% di RL^C;
q) RL^Q è la componente dei ricavi relativa all'impegno di rigassificazione del volume annuo di Gnl, pari al 90% di RL^C;
r) RL^U è la componente dei ricavi relativa al trattamento dei consumi e delle perdite del terminale;
s) RSC^L sono i ricavi derivanti dall'applicazione di corrispettivi di scostamento previsti nel codice di rigassificazione, nonché dalla deliberazione n. 167/05;
t) terminale esistente è il terminale di rigassificazione di Gnl che alla data di entrata in vigore del presente provvedimento eroga il servizio di rigassificazione;
u) nuovo terminale è il terminale di rigassificazione di Gnl che avvia l'erogazione del servizio successivamente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento.

Articolo 2
Ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento si applica, per il periodo di regolazione, alle imprese che svolgono l'attività di rigassificazione mediante terminali di Gnl che:
   a) appartengono al sistema nazionale del gas come definito all'Articolo 2, comma 1, lettera ee) del decreto legislativo n. 164/00;
   b) sono sottoposti alla disciplina generale di accesso e di erogazione del servizio di rigassificazione secondo le disposizioni contenute nella deliberazione n. 167/05, ivi inclusi i terminali cui sia stata riconosciuta un'esenzione.

2.2 Nei terminali di Gnl di cui al precedente comma 2.1 sono ricomprese anche le unità galleggianti di rigassificazione purché costituiscano una infrastruttura fissa, ovvero siano ancorate in maniera permanente al fondo marino, e siano in grado di erogare il servizio di rigassificazione su base continuativa per un periodo uguale o superiore a venti anni.

2.3 La tariffa per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto (di seguito: tariffa di Gnl), determinata sulla base dei criteri fissati nel presente provvedimento, è da intendersi come tariffa massima. Le imprese di rigassificazione applicano le tariffe, e le eventuali riduzioni, assicurando trasparenza e parità di trattamento tra utenti.

TITOLO II – DETERMINAZIONE DEI RICAVI DEL SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE

Articolo 3
Ricavi di riferimento per terminali di rigassificazione esistenti

3.1 Ai fini della formulazione delle proposte tariffarie di cui all'Articolo 20, l'impresa che, alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, svolge il servizio di rigassificazione, calcola per ciascun terminale di Gnl i ricavi di riferimento per la formulazione dei corrispettivi unitari di cui all'Articolo 6 per l'anno termico 2008–2009, secondo le modalità definite nei commi successivi.

3.2 Il ricavo di riferimento *RL* viene calcolato dall'impresa sommando le seguenti quote di ricavo:
   a) remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori, pari al 7,6 per cento reale pre tasse, riferito al capitale investito netto riconosciuto, calcolato ai sensi del successivo comma 3.3;
   b) maggiore remunerazione del capitale investito netto per gli investimenti sostenuti durante il secondo periodo di regolazione, calcolata ai sensi del successivo comma 3.5;
   c) ammortamenti economico - tecnici calcolati in relazione alle caratteristiche dei cespiti necessari a ciascuna attività, calcolati ai sensi del successivo comma 3.6;
   d) costi operativi riconosciuti calcolati ai sensi del successivo comma 3.7.

3.3 Il capitale investito netto riconosciuto è pari alla somma dell'attivo immobilizzato netto calcolato ai sensi del comma 3.4 e del capitale circolante netto, pari allo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo di cui al medesimo comma 3.4 lettera c), deducendo il fondo trattamento di fine rapporto.

3.4 Ai fini della determinazione del valore dell'attivo immobilizzato netto l'impresa che alla data di entrata in vigore del presente provvedimento svolge il servizio di rigassificazione:

a) individua gli incrementi patrimoniali annuali relativi alle immobilizzazioni realizzate a partire dall'anno 1965 e presenti in bilancio al 31 dicembre 2007, raggruppate nelle categorie di cui alla Tabella 1, lettera c), per i quali il fondo ammortamento economico-tecnico, calcolato ai sensi della lettera d), non abbia già coperto il valore lordo degli stessi, escludendo gli interessi passivi in corso d'opera (IPCO) maturati successivamente all'avviamento dell'erogazione del servizio di rigassificazione e considerando i terreni e il gas di riempimento;
b) rivaluta i costi storici degli incrementi di cui alla precedente lettera a) in base al deflatore degli investimenti fissi lordi riportato nella Tabella 2;
c) calcola l'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti come somma dei valori risultanti dalle rivalutazioni di cui alla precedente lettera b);
d) determina il fondo di ammortamento economico - tecnico derivante dalla somma dei prodotti degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera c) per le rispettive percentuali di degrado, come definite nella lettera seguente;
e) le percentuali di degrado (PD) sono calcolate con la seguente formula:

$$PD = \max\left[\frac{2004 - AIP}{DC_I};0\right] + \min\left[\frac{3}{DC_{II}};\frac{2007 - AIP}{DC_{II}}\right]$$

dove AIP è l'anno dell'incremento patrimoniale e DC_I e DC_{II} rappresentano la durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture, per le singole categorie di cespiti, individuate rispettivamente nella Tabella 1, lettera a), e nella Tabella 1, lettera b); i terreni e il gas di riempimento non sono oggetto di ammortamento;

f) calcola in relazione ai contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari per la realizzazione delle infrastrutture, il valore dei contributi ricevuti in ciascun anno rivalutato in base al deflatore degli investimenti fissi lordi, al netto della quota già degradata, calcolata come somma dei prodotti dei contributi rivalutati per le rispettive percentuali di degrado, come definite alla lettera e);
g) calcola l'attivo immobilizzato netto detraendo dal valore dell'attivo immobilizzato lordo di cui alla lettera c) il fondo di ammortamento economico - tecnico di cui alla lettera d) e la somma dei contributi di cui alla lettera f);
h) aggiorna i valori di cui alla precedente lettera g), applicando una variazione pari al 2,6 per cento.

3.5 Ai fini del calcolo della quota parte dei ricavi riconducibile agli investimenti sostenuti durante il secondo periodo di regolazione di cui al comma 3.2, lettera b), le imprese:

a) determinano il valore del capitale investito netto riconosciuto relativo agli investimenti sostenuti nel secondo periodo di regolazione secondo i criteri di cui al comma 3.4;
b) applicano al valore di cui alla lettera a) gli incrementi del tasso di remunerazione di cui al comma 4.4 della deliberazione n. 178/05.

3.6 Ai fini della determinazione degli ammortamenti economico-tecnici riconosciuti annualmente ai fini tariffari, ciascuna impresa che alla data di entrata in vigore del presente provvedimento svolge il servizio di rigassificazione:

a) determina gli ammortamenti annui dividendo l'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti di cui al precedente comma 3.4, lettera c), al netto degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni in corso presenti nel bilancio al 31 dicembre 2007, per la durata convenzionale riportata nella Tabella 1, lettera c); i terreni ed il gas di riempimento non sono oggetto di ammortamento;

b) somma gli ammortamenti annui di cui alla precedente lettera a), relativi alle diverse categorie;

c) aggiorna i valori di cui alla precedente lettera b), applicando una variazione pari al 2,6 per cento.

3.7 I costi operativi, proposti dall'impresa e sottoposti a verifica dell'Autorità, sono calcolati con la seguente formula:

$$COR_{2009} = [COE_{2007} + 0{,}5 * \max(COR_{2007} - COE_{2007}; 0)] * (1 + I_{2008} - X) * (1 + I_{2009} - \overline{X})$$

dove:

- COR_{2009} è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno termico 2008-2009;
- COE_{2007} è il livello dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2007 e risultanti dai bilanci d'esercizio sottoposti a revisione contabile delle imprese di rigassificazione;
- COR_{2007} è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno termico 2006-2007;
- I_{2008} è il tasso annuo di inflazione rilevante per la fissazione delle tariffe per l'anno termico 2007-2008, pari al 2,1%;
- I_{2009} è il tasso annuo di inflazione rilevante per la fissazione delle tariffe per l'anno termico 2008-2009 pari a 2%;
- X è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione, pari a 1,5%;
- $\overline{X}$ è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel terzo periodo di regolazione, pari a 0,5%.

3.8 I costi operativi COE_{2007} comprendono tutte le spese operative e di carattere generale attribuibili al servizio di rigassificazione effettivamente sostenute nell'esercizio 2007 e risultanti dai bilanci d'esercizio sottoposti a revisione contabile delle imprese di rigassificazione e dai conti separati presentati ai sensi della deliberazione n. 11/07. I costi operativi sono calcolati al netto dei costi attribuibili alle attività capitalizzate, comprendendo in particolare le seguenti voci, di cui dovrà essere fornita distinta evidenza:

a) il costo del personale;

b) i costi sostenuti per acquisti di materiali di consumo;

c) i costi per servizi e prestazioni esterne;

d) gli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, purché non operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi derivanti da contenziosi;
e) i costi afferenti l'attività di misura, come definita ai sensi del comma 4.17 della deliberazione n. 11/07.

3.9 Non sono da comprendere nei costi operativi di cui al comma 3.8, neppure attraverso l'attribuzione di quote di costi dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise, i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di rigassificazione di proprietà di altre imprese, gli oneri finanziari, le rettifiche di valori di attività finanziarie, gli oneri straordinari e gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia soccombente.

3.10 L'impresa di rigassificazione che svolge il servizio di rigassificazione mediante infrastrutture di proprietà di soggetti diversi dall'impresa stessa calcola i ricavi di riferimento ai sensi del comma 3.2 e in particolare ai fini del calcolo dell'attivo immobilizzato considera gli incrementi patrimoniali utilizzati per lo svolgimento del servizio di rigassificazione presenti nel bilancio di soggetti diversi dall'impresa stessa.

Articolo 4
Ricavi di riferimento per i nuovi terminali di rigassificazione

4.1 Le disposizioni di cui al presente articolo si applicano ai nuovi terminali e ai terminali esistenti in seguito ad un potenziamento della loro capacità maggiore del 30% ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento per la formulazione dei corrispettivi unitari di cui all'Articolo 6 per il primo anno di effettiva erogazione del servizio di rigassificazione.

4.2 Le imprese calcolano le quote di ricavo annuo relative alla remunerazione del capitale investito e agli ammortamenti economico – tecnici secondo i criteri indicati al comma 3.2, lettere a), b) e c), sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni presenti nel bilancio dell'esercizio precedente l'anno termico cui si riferisce il calcolo, tenuto conto:
a) del deflatore degli investimenti fissi lordi riferito all'anno solare precedente la presentazione della proposta tariffaria, ai fini della rivalutazione di cui al comma 3.4, lettera b);
b) della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi riferita agli ultimi 4 trimestri disponibili, ai fini dell'aggiornamento di cui al comma 3.4 lettera h);
c) dell'incremento di remunerazione riconosciuto ai sensi dell'Articolo 11.

4.3 Ai fini della determinazione del valore dell'attivo immobilizzato netto di cui al comma 3.4, i quantitativi di gas naturale impiegati per la formazione del gas di riempimento sono riconosciuti pari al:
a) valore di acquisizione ove questa sia avvenuta con procedura concorsuale;
b) valore medio del *QE* dell'anno di iscrizione nel bilancio di esercizio, come definito ai sensi della deliberazione n. 52/99.

4.4 Ai fini della determinazione dell'attivo immobilizzato netto, le imprese che realizzano nuovi terminali includono nel cespite *Impianti di Gnl* il costo relativo all'acquisto del gas di raffreddamento determinato sulla base dei criteri di cui al precedente comma 4.3.

4.5 La quota di ricavo annuo riconducibile ai costi operativi è proposta dalle imprese e sottoposta a verifica dell'Autorità; tale proposta deve includere un confronto con realtà similari o l'evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri.

4.6 Nel caso in cui un terminale di Gnl entri in esercizio in corso d'anno termico, il valore del vincolo sui ricavi è riproporzionato in ragione dei mesi in cui il servizio viene reso effettivamente disponibile.

4.7 Per i nuovi terminali, relativamente ai quali è stata riconosciuta un'esenzione, i ricavi di riferimento sono calcolati ai sensi del presente articolo indipendentemente dall'esenzione.

Articolo 5
Articolazione dei ricavi di riferimento

5.1 I ricavi di riferimento RL calcolati secondo i criteri di cui agli Articoli 3 e 4 sono suddivisi nelle seguenti componenti:

a) RL^{C}, pari alla somma delle quote parti di ricavi $RL_{capitale}$ e RL_{amm}, e comunque non inferiore al 90% del ricavo di riferimento RL del servizio di rigassificazione;

b) RL^{E}, pari alla differenza tra il valore del ricavo di riferimento RL e la componente RL^{C} di cui alla precedente lettera a).

TITOLO III - DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE E DEI CORRISPETTIVI

Articolo 6
Tariffa per il servizio di rigassificazione continuativo

6.1 La tariffa per il servizio di rigassificazione continuativo su base annuale TL, per l'utente che approda al terminale, consegna gas naturale liquefatto e ritira volumi di gas rigassificati al punto di entrata interconnesso con la rete nazionale di gasdotti, è data dalla seguente formula:

$$TL = Cqs * QS + Cna * NA + (CVL + CVL^{P} + CVL^{U}) * E$$

dove:

- Cqs è il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl, espresso in euro/metro cubo di Gnl liquido/anno;
- QS sono le quantità contrattuali di Gnl consegnabili nell'anno, espresse in metri cubi di Gnl liquido/anno;
- Cna è il corrispettivo unitario associato agli approdi previsti in conferimento, espresso in euro/approdo;
- NA è il numero annuo di approdi previsti in conferimento;
- CVL è il corrispettivo unitario variabile per l'energia associata ai volumi rigassificati, espresso in euro/gigajoule;
- CVL^{P} è il corrispettivo unitario variabile integrativo per l'energia associata ai volumi rigassificati, espresso in euro/gigajoule di cui al comma 8.7;

- CVL^U è il corrispettivo unitario variabile relativo al trattamento di consumi e perdite del terminale di cui al comma 14.5 e vale zero per gli anni termici 2008-2009 e 2009-2010.
- E è la quantità di energia associata ai volumi di Gnl rigassificati (al netto dei consumi e perdite), espressa in gigajoule/anno.

6.2 Il corrispettivo di impegno Cqs non è dovuto dall'utente del servizio continuativo per la capacità di rigassificazione non utilizzata, resa disponibile e conferita dall'impresa di rigassificazione ai sensi dell'Articolo 6, comma 1, lettera b) della deliberazione n. 167/05.

6.3 Per i nuovi terminali, relativamente ai quali è stata riconosciuta un'esenzione, le tariffe sono calcolate ai sensi del presente articolo indipendentemente dall'esenzione ed applicate alla capacità non oggetto di esenzione.

Articolo 7

Tariffa di rigassificazione per il servizio su base spot

7.1 La tariffa per il servizio di rigassificazione *spot*, $TLspot$, è data dalla seguente formula:

$$TLspot \quad \alpha * Cqs * QS + Cna * NA + (CVL - CVL^P + CVL^U) * E$$

dove α è un coefficiente che per il terzo periodo di regolazione è pari a 0,7.

Articolo 8

Corrispettivi unitari di rigassificazione

8.1 I corrispettivi unitari Cqs e Cna e i corrispettivi unitari variabili CVL e CVL^P sono calcolati secondo le disposizioni di cui ai seguenti commi.

8.2 Il corrispettivo unitario Cqs, è calcolato annualmente in modo che il prodotto di tale corrispettivo moltiplicato per la capacità di Gnl consegnabile nell'anno al terminale non sia superiore ai ricavi di riferimento $RL^Q{}_t$.

8.3 Il corrispettivo unitario Cna è calcolato annualmente come rapporto tra il valore della componente di ricavo RL^A e il numero medio di approdi annui effettuabili presso il terminale, stimato dall'impresa di rigassificazione ma sottoposto a verifica da parte dell'Autorità sulla base dei valori storici e dei limiti fisici di approdo o, nel caso di nuovi terminali, sulla base di una stima previsionale supportata da opportune evidenze relative alle caratteristiche del periodo di avviamento del terminale e alle flessibilità dei relativi contratti di approvvigionamento di Gnl.

8.4 Il corrispettivo unitario CVL è calcolato come rapporto tra il valore della componente di riferimento RL^E ed il 90% dell'energia corrispondente ai volumi massimi rigassificabili nell'anno dall'impianto.

8.5 Ai fini del calcolo dell'energia corrispondente ai volumi massimi rigassificabili di cui al precedente comma 8.4, relativamente ai terminali esistenti, si considera il potere calorifico superiore medio del Gnl consegnato al terminale nell'anno solare 2007.

8.6 Ai fini del calcolo dell'energia corrispondente ai volumi massimi rigassificabili di cui al precedente comma 8.4, relativamente ai nuovi terminali, si considera:
   a) nei primi due anni di attività, una stima del potere calorifico superiore medio del Gnl consegnabile al terminale nel corso dell'anno termico;
   b) a partire dal terzo anno di attività, il potere calorifico superiore medio del Gnl consegnato al terminale nell'anno solare precedente la presentazione delle proposte tariffarie.

8.7 Il corrispettivo unitario variabile integrativo, CVI^{P}, riconosciuto ai sensi della deliberazione n. 120/01 a fronte degli investimenti effettuati nel primo periodo di regolazione, continua ad essere applicato in modo da avere effetto per un periodo di sei anni dall'entrata in servizio delle opere relative.

Articolo 9
Corrispettivi per la fornitura di ulteriori servizi di rigassificazione

9.1 L'impresa di rigassificazione ha facoltà di offrire in maniera non discriminatoria eventuali ulteriori servizi (servizi aggiuntivi) rispetto a quelli di cui all'Articolo 6 e all'Articolo 7.

9.2 L'impresa di rigassificazione presenta all'Autorità una proposta recante le condizioni tecniche ed economiche per l'offerta dei servizi di cui al comma 9.1 ai fini della loro approvazione.

9.3 Le condizioni economiche di cui al precedente comma 9.2 devono essere determinate sulla base dei costi sottostanti al servizio offerto, enucleati dai costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione e non già compresi nei costi operativi di cui al precedente comma 3.7.

9.4 L'impresa di rigassificazione pubblica le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione dei servizi aggiuntivi ed offre il relativo servizio assicurando trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti.

TITOLO IV - AGGIORNAMENTO DELLE TARIFFE E DEI CORRISPETTIVI

Articolo 10
Aggiornamento delle quote di ricavo

10.1 Negli anni termici del periodo di regolazione successivi al primo, la quota parte dei ricavi riconducibile al capitale investito riconosciuto nell'anno termico *t-1* $RL_{capitale,t-1}$ è aggiornata considerando:
   a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
   b) gli investimenti netti realizzati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria;
   c) i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti nuovi investimenti;
   d) l'incremento del fondo di ammortamento sulla base delle durate convenzionali di cui in Tabella 1, lettera c);
   e) le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, ivi comprese quelle per il completamento della vita utile standard dei cespiti.

10.2 Negli anni termici del periodo di regolazione successivi al primo, la quota parte dei ricavi riconducibile agli ammortamenti nell'anno termico *t-1* $RL_{amm,t-1}$, è aggiornata considerando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;

b) il valore, in termini di capitale investito lordo, dei nuovi investimenti, esclusi i lavori in corso, tenuto conto per ogni categoria di cespite, della durata convenzionale riportata nella Tabella 1, lettera c); nel valore sono inclusi gli investimenti per i quali siano stati erogati contributi in conto capitale pari al valore lordo dell'immobilizzazione;

c) la riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, ivi comprese quelle per il completamento della vita utile standard dei cespiti.

10.3 Negli anni termici del periodo di regolazione successivi al primo, la componente $RL^C_{co,t}$ è soggetta ad un aggiornamento annuale sulla base della seguente formula:

$$RL^C_{co,t} = RL^C_{co,t-1}(1 + I_{t-1} - X + Y)$$

dove:

- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- l'*X-factor* è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività, pari a:
  - 0,5% per i terminali esistenti;
  - 0% per i nuovi terminali;
- Y è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo.

Con successivi provvedimenti l'Autorità definisce il parametro Y. Fino all'emanazione di tali provvedimenti il parametro Y è pari a zero.

10.4 Negli anni termici successivi all'inizio dell'erogazione del servizio dei nuovi terminali, la quota di ricavo riconducibile ai costi operativi $RL_{co,t}$ si determina secondo le seguenti modalità:

a) per il secondo anno termico secondo i medesimi criteri indicati nel comma 4.5;

b) per il terzo anno termico a partire dal bilancio dell'esercizio precedente sottoposto a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi della deliberazione n. 11/07.

10.5 L'Autorità definisce il valore dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del periodo di regolazione che decorre dall'1 ottobre 2012, riconoscendo alle imprese una quota parte, non superiore al 50%, degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi del presente provvedimento.

Articolo 11

Ricavi relativi alla maggiore remunerazione dei nuovi investimenti

11.1 Il riconoscimento dei nuovi investimenti avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.

11.2 Dall'anno termico 2009-2010, con riferimento agli investimenti di cui al comma 22.4, realizzati nell'esercizio precedente e riportati sui bilanci pubblicati, le imprese di rigassificazione calcolano $RLNI_t$ come segue:

$$RLNI_t = \sum_{G=1}^{3} NI_{t-1,G} \times r_G^{NI} + RLNI_{t-1}$$

dove:

- $NI_{t-1,G}$ è il valore degli investimenti della tipologia G di cui al successivo comma 11.3, realizzati nell'esercizio $t-1$, e calcolati con la seguente formula:

$$NI_{t-1,G} - NI_{bil,G} \quad CONTR_{cap,G}$$

  dove:

  - $NI_{bil,G}$ è il valore degli investimenti della tipologia G, realizzati e riportati sui bilanci sottoposti a revisione contabile;
  - $CONTR_{cap,G}$ è il valore dei contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari per la realizzazione delle infrastrutture, riferibili agli investimenti $NI_{bil,G}$, capitalizzati e riportati sui bilanci sottoposti a revisione contabile;

- r_G^{NI} è l'incremento del tasso di remunerazione del capitale investito netto per il terzo periodo di regolazione, riconosciuto per ciascuna tipologia G, di cui al successivo comma 11.3;
- $RLNI_{t-1}$ è il valore aggiornato ai sensi del successivo comma 11.6 dei ricavi relativi alle maggiori remunerazioni riconosciute sui nuovi investimenti realizzati fino all'anno solare precedente la presentazione delle proposte tariffarie, ivi inclusi i ricavi riferiti alle maggiori remunerazioni riconosciute ai sensi del comma 3.5.

11.3 A ciascuna tipologia di nuovi investimenti sono riconosciuti i seguenti incrementi del tasso di remunerazione del capitale investito netto r_G^{NI} per le relative durate:

a) G=1: investimenti di sostituzione e derivanti da obblighi normativi, inclusi gli investimenti destinati alla sicurezza: 0%;

b) G=2: investimenti che determinano un incremento del fattore di utilizzazione del terminale senza richiedere potenziamenti, o investimenti destinati ad un potenziamento delle capacità di rigassificazione dei terminali esistenti inferiore al 30%: 2% per 8 anni;

c) G=3: investimenti destinati ad un potenziamento delle capacità di rigassificazione dei terminali esistenti maggiore del 30% o alla realizzazione di nuovi terminali: 3% per 16 anni.

11.4 Il riconoscimento del trattamento incentivante di cui al comma 11.3, lettera b) decorre dall'anno in cui le nuove capacità sono offerte in conferimento.

11.5 In deroga a quanto disposto al comma 11.3, per gli investimenti realizzati a partire dal 2009, nel caso in cui il valore di investimenti rientranti nelle categorie G=2 e G=3 includa costi compensativi C_{comp} esogeni al servizio superiori al 3% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, nella misura e ove questi siano previsti da normative nazionali e locali, la maggiore remunerazione (MR) sul capitale investito relativa allo specifico investimento è calcolata secondo la seguente formula:

$$MR = r_{ridotto} - r_{base}$$

essendo:

- r_{base} è il tasso di remunerazione riconosciuto sul capitale investito determinato come indicato al comma 3.2, lettera a);
- $r_{ridotto}$ è il tasso calcolato come segue:

$$r_{ridotto} = (r_{base} + r_{premium}) * \frac{C^{eff} * (1+\alpha)}{C^{eff} + C^{comp}} + K_D * \frac{C^{comp} - C^{eff} * \alpha}{C^{eff} + C^{comp}}$$

dove:

- $r_{premium}$ è la remunerazione incrementale riconosciuta agli investimenti di sviluppo in coerenza con le disposizioni di cui al comma 11.3;
- la componente C^{comp} rappresenta i costi compensativi;
- la componente C^{eff} rappresenta i costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, al netto dei costi compensativi;
- α è fissato ad un valore pari a 0,03;
- K_D rappresenta il tasso nominale di rendimento del capitale di debito riconosciuto ai fini tariffari, pari al 5%.

11.6 A partire dall'anno termico 2009-2010, l'impresa di rigassificazione, ai fini della determinazione della quota $RLNI_{t-1}$ di cui al comma 11.2, aggiorna il valore della quota di ricavi relativa ai nuovi investimenti realizzati negli esercizi precedenti, considerando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
b) l'incremento del fondo di ammortamento relativo allo specifico investimento;
c) la fine del periodo di riconoscimento della maggiore remunerazione dei cespiti.

11.7 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:

a) l'effettiva realizzazione degli investimenti di cui al presente articolo e la corrispondenza degli investimenti comunicati ai sensi del comma 22.4, lettera a), con i costi effettivamente sostenuti;
b) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali di cui al comma 11.2, con quelli risultanti dai bilanci certificati;
c) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera b) rispetto alle attività svolte.

Articolo 12

Aggiornamento del ricavo di riferimento

12.1 Ogni anno la componente di ricavo RL^C è calcolata a partire dal valore aggiornato di $RL_{capitale}$, RL_{amm}, $RLNI$ e RL^C_{co} ai sensi dell'Articolo 10 e dell'Articolo 11 e suddivisa nelle componenti di ricavi RL^A e RL^Q.

12.2 Per i primi tre anni di attività la ripartizione dei ricavi relativi alle imprese che realizzano nuovi terminali avviene secondo i criteri di cui al comma 5.1.

12.3 I corrispettivi Cqs e Cna sono calcolati a partire dal valore aggiornato delle componenti di ricavo RL^A e RL^Q secondo i criteri di cui ai commi 8.2 e 8.3.

Articolo 13

Aggiornamento dei corrispettivi

13.1 Negli anni termici del periodo di regolazione successivi al primo, il corrispettivo unitario variabile di rigassificazione CVL associato all'energia rigassificata è soggetto ad un aggiornamento annuale sulla base della seguente formula:

$$CVL_t = CVL_{t-1} \times (1 + I_{t-1} - X + Y)$$

dove i parametri assumono i valori indicati al comma 10.3.

13.2 Negli anni termici successivi all'inizio dell'erogazione del servizio dei nuovi terminali il corrispettivo unitario variabile di rigassificazione CVL associato all'energia rigassificata è aggiornato:

a) per il secondo e terzo anno termico di funzionamento, sulla base delle disposizioni di cui al comma 8.4 e tenendo conto degli aggiornamenti di cui al comma 10.4;

b) per gli anni termici successivi, sulla base dei criteri di cui al comma 13.1 del presente articolo.

13.3 Il corrispettivo unitario variabile di rigassificazione CVL^U_t è calcolato secondo le disposizioni di cui all'Articolo 14 e vale zero per gli anni termici 2008-2009 e 2009-2010.

Articolo 14

Trattamento di consumi e perdite del terminale

14.1 L'impresa di rigassificazione definisce annualmente, con riferimento alle condizioni operative di funzionamento del terminale, sulla base dei dati storici e previa approvazione dell'Autorità, la quota percentuale del gas a copertura di consumi e perdite della catena della rigassificazione Q_{CP} che è corrisposta dall'utente del terminale, nel rispetto dei principi di trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti.

14.2 Nel caso di nuovi terminali la quota percentuale di cui al precedente comma 14.1 è proposta dall'impresa di rigassificazione sulla base di una stima riferita alle condizioni operative di funzionamento previste nel corso del successivo anno termico.

14.3 A partire dall'anno termico 2010-2011, le imprese di rigassificazione determinano un'ulteriore componente RL^U, che può assumere valori positivi o negativi, calcolata secondo le disposizioni di cui ai commi seguenti.

14.4 Ai fini del calcolo della componente di ricavo RL_t^U di cui al precedente comma 14.3, l'impresa applica la seguente formula:

$$RL_t^U = \left(CP_{t-2}^{Eff} - Q_{t-2}^{CP} \cdot E_{t-2}\right) \cdot CCI_{t-2}$$

dove:

- Q_{t-2}^{CP} è la quota percentuale del gas a copertura di consumi e perdite della catena della rigassificazione relativa all'anno termico *t-2*;
- E_{t-2} è la quantità di energia associata ai volumi di Gnl rigassificati nell'anno termico *t-2* espressa in gigajoule/anno;
- CP_{t-2}^{Eff} è il quantitativo di gas effettivamente utilizzato dall'impresa a copertura dei consumi e delle perdite del terminale nell'anno termico *t-2*, espressa in gigajoule/anno;
- CCI_{t-2} è la media aritmetica registrata nell'anno termico *t-2* del valore del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso, di cui all'Articolo 7 della deliberazione n. 138/03.

14.5 A partire dal terzo anno del periodo di regolazione le imprese calcolano il corrispettivo CVL^U associato al trattamento di consumi e perdite del terminale calcolato come rapporto tra il valore di cui al comma 14.4 e l'energia di cui al comma 8.4.

14.6 In sostituzione del corrispettivo in natura di cui al precedente comma 14.1, potrà essere individuata una quota di costi operativi da non assoggettare a recupero di produttività.

TITOLO V – MODALITÀ APPLICATIVE DEL FATTORE DI GARANZIA DI CUI ALLA DELIBERAZIONE N. 178/05

Articolo 15
Fattore di garanzia FG^L

15.1 Il presente titolo regola le modalità applicative del fattore di garanzia FG^L, istituito dall'Articolo 13 della deliberazione n. 178/05, che assicura all'impresa di rigassificazione la copertura di una quota di ricavo pari al 71,5% dei ricavi di riferimento RL^C, anche in caso di mancato conferimento della capacità di rigassificazione disponibile.

15.2 Il diritto all'applicazione del fattore di garanzia FG^L è riconosciuto dall'Autorità, secondo le modalità di cui all'Articolo 17, per ciascun terminale di Gnl che soddisfi le condizioni di cui all'Articolo 16.

Articolo 16

Requisiti per l'applicazione del fattore di garanzia FG^L

16.1 Il diritto all'applicazione del fattore di garanzia FG^L è riconosciuto a tutti i terminali di Gnl autorizzati alla costruzione e all'esercizio dal Ministero dello sviluppo economico fino al raggiungimento di una capacità tecnica di rigassificazione complessiva del sistema nazionale del gas pari a 95 milioni Smc/giorno, arrotondata per eccesso in modo da comprendere tutta la capacità del terminale di Gnl marginale.

16.2 Ai fini del riconoscimento della priorità al diritto di applicazione al fattore di garanzia FG^L di cui al comma 16.1 fa riferimento la data di rilascio dell'autorizzazione ministeriale.

16.3 Relativamente ai nuovi terminali per i quali è stata riconosciuta un'esenzione il fattore di garanzia riguarda la sola quota di capacità complementare alla capacità oggetto di esenzione nei limiti del 71,5% della capacità complessiva del terminale.

16.4 Qualora il terminale di Gnl non sia entrato in esercizio entro i termini indicati nel provvedimento di autorizzazione alla realizzazione e costruzione del Ministero dello sviluppo economico la priorità acquisita al riconoscimento del fattore di garanzia decade.

Articolo 17

Modalità applicative del fattore di garanzia

17.1 Il fattore di garanzia FG^L si applica per una durata di 20 anni decorrenti dall'anno termico in cui l'impresa che gestisce il terminale di Gnl offre il servizio di rigassificazione e presenta all'Autorità le relative proposte tariffarie.

17.2 L'impresa di rigassificazione calcola il fattore di garanzia come differenza tra il 71,5% della componente dei ricavi relativa al servizio di rigassificazione RL^C, aggiornata annualmente secondo i criteri di cui all'Articolo 12, e i ricavi annuali conseguiti dall'impresa mediante l'applicazione dei corrispettivi unitari di impegno Cqs e di approdo Cna di cui all'Articolo 6 e all'Articolo 7, sulla base della seguente formula:

$$FG_t^L = \max\left[71{,}5\% \cdot RL_t^C - REF_t^L ;0\right]$$

dove:

- FG^L_t, è il fattore di garanzia per l'anno termico t;
- REF^L_t, sono i ricavi conseguiti applicando i corrispettivi unitari di impegno Cqs e di approdo Cna di cui all'Articolo 6 e all'Articolo 7, al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa e non previste dalla presente deliberazione, alle capacità effettivamente conferite per l'anno termico t.

17.3 Nel caso di terminali in regime di esenzione ai fini del calcolo della componente REF^L_t di cui al comma 17.2, i ricavi afferenti relativi alla capacità oggetto di esenzione sono valutati *pro forma* secondo le tariffe approvate dall'Autorità.

Articolo 18

Riscossione del gettito a copertura degli oneri derivanti dal fattore di garanzia

18.1 Con decorrenza 1 ottobre 2008, è istituito un corrispettivo unitario variabile CV^{FG}, come maggiorazione al corrispettivo unitario variabile CV di cui alla deliberazione n. 166/05.

18.2 Contestualmente all'approvazione delle proposte tariffarie relative all'attività di trasporto di cui alla deliberazione n. 166/05, l'Autorità determina il valore del corrispettivo unitario variabile CV^{FG}; il valore del corrispettivo può essere aggiornato anche in corso di anno termico, con cadenza trimestrale.

18.3 È istituito presso la Cassa il "Conto oneri fattore di garanzia impianti di rigassificazione" alimentato dal gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo CV^{FG}.

18.4 Entro 90 giorni dal termine di ciascun bimestre, le imprese di trasporto versano alla Cassa il gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo unitario variabile CV^{FG} di cui al comma 18.1. La Cassa definisce le modalità di versamento del gettito entro 180 giorni dalla pubblicazione del presente provvedimento, previa approvazione da parte della Direzione tariffe dell'Autorità.

18.5 Le imprese di rigassificazione versano nel conto di cui al precedente comma 18.3 i ricavi derivanti dall'applicazione di corrispettivi di scostamento RSC^{L} entro 4 mesi dalla conclusione di ciascun anno termico.

Articolo 19

Erogazione delle spettanze relative al fattore di garanzia

19.1 Entro 5 mesi dalla conclusione di ciascun anno termico, l'impresa di rigassificazione titolare del fattore di garanzia comunica alla Cassa l'ammontare del fattore di garanzia calcolato ai sensi del comma 17.2, le informazioni utilizzate per il calcolo e l'attestazione dei ricavi di cui all'Articolo 23.

19.2 La Cassa definisce le modalità di trasmissione delle informazioni entro 180 giorni dalla pubblicazione del presente provvedimento, previa approvazione da parte della Direzione tariffe dell'Autorità.

19.3 La Cassa, entro 6 mesi dalla conclusione di ciascun anno termico, provvede alla erogazione per ciascuna impresa di rigassificazione, delle spettanze relative al fattore di garanzia.

19.4 La Cassa, entro 7 mesi dalla conclusione di ciascun anno termico, comunica all'Autorità le spettanze erogate a ciascuna impresa di rigassificazione e trasmette all'Autorità un rapporto sulla gestione del Conto relativa all'anno termico precedente.

TITOLO VI - PUBBLICAZIONE DELLE TARIFFE E DEI CORRISPETTIVI

Articolo 20

Approvazione delle tariffe per l'anno termico 2008-2009 per i terminali esistenti

20.1 Ai fini della determinazione delle tariffe relative all'anno termico 2008-2009 l'impresa di rigassificazione trasmette all'Autorità entro il 21 luglio 2008:

a) dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, sottoscritta dal legale rappresentante dell'impresa, con cui si certifica che i costi dichiarati sono afferenti al servizio di rigassificazione e che la proposta tariffaria è coerente con i criteri definiti dal presente provvedimento;
b) i ricavi RL^{E}, RL^{C}, RL^{A} e RL^{Q} di cui al precedente Articolo 5;
c) le proposte dei corrispettivi di cui all'Articolo 6 relative al primo anno termico del periodo di regolazione, calcolate secondo le disposizioni di cui all'Articolo 8 e all'Articolo 9;
d) la documentazione necessaria per la valutazione delle medesime proposte, inclusi la capacità di rigassificazione, il numero di approdi e l'energia utilizzate per la definizione dei corrispettivi tariffari nonché la quota percentuale di gas a copertura di consumi e perdite del terminale prevista per l'anno termico 2008-2009.

20.2 Le imprese di rigassificazione pubblicano anche mediante l'utilizzo dei propri siti internet, le tariffe approvate dall'Autorità entro 5 (cinque) giorni dalla data della loro approvazione. Le tariffe rimangono in vigore per tutto l'anno termico successivo.

Articolo 21

Approvazione delle tariffe per l'anno termico 2008-2009 per i nuovi terminali

21.1 Ai fini della determinazione delle tariffe relative all'anno termico 2008-2009 l'impresa di rigassificazione trasmette all'Autorità entro il 21 luglio 2008:

a) tutte le informazioni di cui al precedente comma 20.1;
b) la data prevista di inizio di erogazione del servizio di rigassificazione.

21.2 Le imprese di rigassificazione pubblicano anche mediante l'utilizzo dei propri siti internet, le tariffe approvate dall'Autorità entro 5 (cinque) giorni dalla data della loro approvazione. Le tariffe rimangono in vigore per tutto l'anno termico successivo.

Articolo 22

Approvazione delle tariffe successive al primo anno termico

22.1 Entro il 31 maggio di ogni anno successivo al primo anno di applicazione delle tariffe determinate ai sensi del presente provvedimento, le imprese di rigassificazione presentano all'Autorità:

a) dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, sottoscritta dal legale rappresentante dell'impresa, con cui si certifica che i costi dichiarati sono afferenti al servizio di rigassificazione e che la proposta tariffaria è coerente con i criteri definiti dal presente provvedimento;
b) i ricavi RL^{E}, RL^{C}, RL^{A} e RL^{Q} aggiornati in base agli Articoli 10, 11, 12 e 13;
c) i ricavi *RLNI* definiti ed aggiornati ai sensi dell'Articolo 11;

d) la proposta relativa alla componente di ricavi RL_t^U, comprensiva dei parametri di cui al comma 14.4 e l'indicazione della quota percentuale di gas a copertura di consumi e perdite del terminale prevista per l'anno termico *t*;
e) le proposte dei corrispettivi di cui all'Articolo 6 relativi al terminale di Gnl, aggiornati sulla base delle disposizioni di cui agli Articoli 12 e 13;

22.2 Le proposte di cui al precedente comma 22.1, sono approvate qualora l'Autorità non si pronunci in senso contrario entro 60 (sessanta) giorni dal loro ricevimento.

22.3 Entro 15 (quindici) giorni dalla data di approvazione della tariffe da parte dell'Autorità, l'impresa di rigassificazione pubblica sul proprio sito internet i corrispettivi di cui al precedente Articolo 6.

22.4 Entro il 31 maggio di ciascun anno successivo al primo anno di applicazione delle tariffe, a partire dall'anno 2009, e ogni volta che sia necessario apportare significativi aggiornamenti, le imprese di rigassificazione comunicano all'Autorità, utilizzando la modulistica predisposta dalla Direzione tariffe dell'Autorità:
a) gli investimenti e le dismissioni effettuati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria, riportati nei bilanci sottoposti a revisione contabile, distinti per categoria di cespite e per le tipologie di investimento individuate al comma 11.3;
b) gli investimenti programmati per i 4 anni successivi mediante un prospetto riportante l'illustrazione degli obiettivi, dei costi e dei tempi di realizzazione delle opere, distinti per le tipologie di investimento individuate al comma 11.3;
c) le dismissioni programmate, con illustrazione dei motivi e della valutazione dei cespiti dismessi;
d) la documentazione comprovante i costi compensativi sostenuti nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria per la realizzazione di ciascun investimento, unitamente agli atti autorizzativi ed ai provvedimenti derivanti dalla normativa nazionale o locale o, qualora presenti, agli accordi sottoscritti con gli enti locali, per la realizzazione delle opere compensative.

Articolo 23

Attestazione e verifica dei ricavi

23.1 Entro il 28 febbraio di ogni anno, l'impresa di rigassificazione trasmette all'Autorità una dichiarazione, sottoscritta dal legale rappresentante e certificata da una società di revisione iscritta all'albo speciale di cui alla legge 7 giugno 1974, n. 216, riportante i ricavi di cui al comma 23.2, conseguiti nel precedente anno termico.

23.2 La dichiarazione di cui al comma 23.1 da rendersi da parte dell'impresa di rigassificazione deve indicare:
a) i ricavi suddivisi per i corrispettivi di cui ai precedenti Articolo 6, Articolo 7, Articolo 8 e Articolo 9;
b) i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di scostamento previsti nel codice di rigassificazione, nonché dalla deliberazione 167/05;
c) i ricavi derivanti da disposizioni stabilite dal codice di rigassificazione predisposto ai sensi della deliberazione 167/05, nonché i nuovi ricavi derivanti da altre attività;

d) per ciascuno dei ricavi indicati alle precedenti lettere a), b) e c), le relative capacità conferite e le quantità rigassificate nell'anno termico precedente e i corrispettivi unitari, nonché il quantitativo di gas effettivamente utilizzato dall'impresa.

TITOLO VII - DISPOSIZIONI TRANSITORIE E FINALI

Articolo 24
Disposizioni transitorie

24.1 Relativamente al calcolo del fattore correttivo per gli anni termici 2006-2007 e 2007-2008 le disposizioni di cui al comma 10.4 della deliberazione n. 178/05 sono abrogate.

24.2 Il fattore correttivo del terminale esistente relativo all'anno termico 2006-2007 è calcolato in coerenza con quanto previsto dai criteri disposti dal comma 10.3 della deliberazione n. 178/05, con l'inclusione degli importi di competenza degli anni termici precedenti non ancora riconosciuti all'impresa. La liquidazione delle spettanze, positive o negative, avviene con riferimento alle modalità e tempistiche indicate all'Articolo 19 per il fattore di garanzia relativo all'anno termico 2008-2009.

24.3 Il fattore correttivo del terminale esistente relativo all'anno termico 2007-2008 è calcolato in coerenza con quanto previsto dai criteri disposti dal comma 10.3 della deliberazione n. 178/05. La liquidazione delle spettanze, positive o negative, avviene con riferimento alle modalità e tempistiche indicate all'Articolo 19 per il fattore di garanzia relativo all'anno termico 2009-2010.

24.4 Per l'anno termico 2008-2009, il termine per la presentazione dei dati e delle informazioni di cui all'Articolo 16, comma 16.3, della deliberazione n. 166/05, è prorogato al 21 luglio 2008.

Articolo 25
Modifiche alla deliberazione n. 166/05

25.1 La lettera f) del comma 4.4, della deliberazione n. 166/05 è sostituita dalla seguente lettera:
"f) T=6 investimenti destinati a rendere disponibile una maggiore capacità in ingresso alle frontiere, anche al fine di immettere quantitativi di Gnl rigassificati da navi metaniere con sistemi di rigassificazione a bordo: 3% per 15 anni."

25.2 Dopo il comma 9.1 della deliberazione n. 166/05 sono aggiunti i seguenti commi:
"9.2 A partire dall'anno termico 2008-2009 l'impresa di trasporto rende disponibile il servizio di cui al comma 9.1 anche nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl, applicando ai corrispettivi di capacità CP_e riproporzionati su base mensile, i coefficienti moltiplicativi riportati nella tabella 3."

"9.3 A partire dall'anno termico 2007-2008, l'impresa di trasporto rende disponibile nei punti di uscita interconnessi con i terminali di Gnl, fino all'inizio del periodo di avviamento un servizio di trasporto continuo riproporzionando il corrispettivo di capacità *CPu* su base mensile."

25.3 Ai fini di quanto previsto dall'Articolo 11, comma 11.2, lettera b), secondo alinea, della deliberazione n. 166/05, la capacità prevista in conferimento per i punti di entrata corrispondenti ai terminali di rigassificazione è pari alla capacità di rigassificazione del terminale.

25.4 All'Articolo 18, comma 18.5, della deliberazione n. 166/05 le parole "Per gli anni termici 2005-2006, 2006-2007 e 2007-2008" sono sostituite dalle parole "Per gli anni termici 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008 e 2008-2009".

Articolo 26
Modifiche alla deliberazione n. 11/07

26.1 Dopo il comma 10.2 della deliberazione n. 11/07 è aggiunto il seguente comma:
"10.3 L'impresa verticalmente integrata che gestisce congiuntamente le attività di cui al comma 9.1, lettere c) ed f), è transitoriamente esentata dall'obbligo di separazione funzionale di tali attività."

Articolo 27
Disposizioni finali

27.1 L'Autorità pubblica entro il 30 aprile di ciascun anno la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi ai fini dell'aggiornamento tariffario di cui all'Articolo 10.

27.2 Sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) i testi delle deliberazioni n. 166/05 e n. 11/07 come risultanti dalle modifiche ed integrazioni apportate dal presente provvedimento.

27.3 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dal giorno della sua prima pubblicazione.

Città, 7 luglio 2008

Il presidente: ORTIS

Tabella 1 – Durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture:

a) Durata convenzionale fino all'anno 2004:

Categoria di cespiti	Durata convenzionale (in anni)
Fabbricati	50
Condotte e derivazioni	40
Impianti di Gnl	25
Altre immobilizzazioni materiali e immateriali	10

b) Durata convenzionale per gli anni 2005, 2006 e 2007:

Categoria di cespiti	Durata convenzionale (in anni)
Fabbricati	40
Condotte e derivazioni	40
Impianti di Gnl	25
Altre immobilizzazioni materiali e immateriali	10

c) Durata convenzionale a partire dall'anno 2008:

Categoria di cespiti	Durata convenzionale (in anni)
Fabbricati	40
Condotte e derivazioni	50
Impianti di Gnl	25
Misuratori	20
Automezzi, sistemi informatici, attrezzature industriali e commerciali	5
Altre immobilizzazioni materiali e immateriali	10

Tabella 2 - Deflatore degli investimenti fissi lordi

Anno	Deflatore investimenti fissi lordi	Anno	Deflatore investimenti fissi lordi
1950	31,4046	1979	4,8738
1951	29,4656	1980	3,9337
1952	29,2231	1981	3,2179
1953	29,7737	1982	2,7961
1954	30,2566	1983	2,5061
1955	30,2420	1984	2,2956
1956	29,3788	1985	2,1054
1957	28,5619	1986	2,0277
1958	29,2207	1987	1,9428
1959	29,4268	1988	1,8403
1960	28,2456	1989	1,7459
1961	27,2605	1990	1,6374
1962	26,1500	1991	1,5470
1963	24,1884	1992	1,4878
1964	23,1756	1993	1,4332
1965	23,1024	1994	1,3859
1966	22,4808	1995	1,3322
1967	21,7420	1996	1,2946
1968	21,2527	1997	1,2607
1969	20,0685	1998	1,2374
1970	17,6620	1999	1,2232
1971	16,7720	2000	1,1885
1972	16,2380	2001	1,1641
1973	13,5491	2002	1,1313
1974	10,4546	2003	1,1139
1975	8,9178	2004	1,0843
1976	7,4533	2005	1,0533
1977	6,3478	2006	1,0263
1978	5,6055	2007	1,0000

08A05906

DELIBERAZIONE 7 luglio 2008.

Disposizioni alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico in materia di erogazione del contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2007, ai sensi della deliberazione 16 dicembre 2004, n. 219/04. (Deliberazione EEN 7/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 7 luglio 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115;
- i decreti ministeriali 24 aprile 2001;
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164";
- il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 recante "Revisione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004";
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 11 luglio 2001, n. 156/01;
- la deliberazione dell'Autorità 11 luglio 2001, n. 157/01;
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2003, n. 103, e sue successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 293/06;
- la deliberazione dell'Autorità 16 dicembre 2004, n. 219/04 (di seguito: deliberazione n. 219/04);
- la deliberazione dell'Autorità 23 maggio 2006, n. 98/06 (di seguito deliberazione n. 98/06);
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico datata 12 settembre 2007 (prot. Autorità n. 025220 del 22 settembre 2007);
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico datata 19 maggio 2008 (prot. Autorità n. 014500 del 20 maggio 2008);
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico datata 23 giugno 2008 (prot. Autorità n. 0019277 dell'1 luglio 2008);
- le comunicazioni di cui all'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 98/06, inviate all'Autorità dai distributori soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: distributori obbligati);
- la comunicazione di cui all'articolo 4, comma 4, della deliberazione n. 98/06, della società Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. datata 4 luglio 2007 (prot. Autorità n. 020113 del 07/07/2008).

Considerato che:

- ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 219/04, l'entità del contributo tariffario per i costi sostenuti dai distributori obbligati per il conseguimento dell'obiettivo di risparmio di energia primaria posto a loro carico per l'anno 2007 è pari a 100,00 euro per tonnellata equivalente di petrolio (di seguito: tep) risparmiata;
- ai sensi dell'articolo 5, comma 1, della deliberazione n. 219/04, il contributo di cui al precedente alinea viene erogato per ogni titolo di tipo I e di tipo II consegnato dal distributore obbligato, fino all'occorrenza dell'obiettivo specifico aggiornato in capo al medesimo distributore;
- ai sensi dell'articolo 5, comma 2, della deliberazione n. 219/04 l'erogazione del contributo tariffario totale annuo spettante a ciascun distributore obbligato viene effettuata dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico su specifica richiesta dell'Autorità;
- l'Autorità ha verificato il conseguimento degli obiettivi specifici aggiornati in capo ai distributori obbligati per l'anno 2007.

Ritenuto che sia necessario:

- dare mandato alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico di provvedere, entro il termine di 30 giorni dalla data di ricevimento del presente provvedimento, al pagamento del contributo tariffario totale annuo spettante per l'anno 2007 ai distributori obbligati;
- chiedere alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico di inviare all'Autorità, successivamente alla liquidazione di tutte le partite economiche in attuazione del presente provvedimento, un resoconto relativo ai pagamenti effettuati

DELIBERA

1. di dare mandato alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico di effettuare, entro il termine di 30 giorni dalla data di ricevimento del presente provvedimento, il pagamento dei contributi tariffari totali annui ai distributori obbligati secondo quanto indicato nella *Tabella 1*, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente provvedimento;
2. di richiedere alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico un resoconto relativo ai pagamenti effettuati da inviare all'Autorità entro 30 giorni dalla liquidazione di tutte le partite economiche in attuazione del presente provvedimento;
3. di notificare il presente provvedimento alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico mediante raccomandata con avviso di ricevimento;
4. di conferire mandato al Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio per i seguiti di competenza;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Città, 7 luglio 2008

Il presidente: ORTIS

Tabella 1

Distributore	Da erogarsi a valere sul conto efficienza energetica nel settore elettrico[1] (euro)	Da erogarsi a valere sul conto efficienza energetica nel settore gas naturale[2] (euro)
Acea Distribuzione Spa, Roma	1.559.600	-
AcegasAps Spa, Trieste	507.600	289.500
AEM Torino Distribuzione Spa	479.300	-
Aem Elettricità Spa, Milano	1.108.300	-
Aem Distribuzione Gas e Calore Spa, Milano	708.800	708.800
Azienda Energia e Servizi, Torino Spa	390.200	390.200
AGSM Rete Gas Srl, Verona	128.500	128.600
AMG ENERGIA Spa, Palermo	49.100	-
Iride Acqua Gas Spa, Genova	229.600	154.300
Azienda Municipale Gas Spa, Bari	60.400	60.400
Ascopiave Spa, Treviso	452.700	452.700
ASM Brescia Spa	604.600	-
ASM Reti Spa, Brescia	245.800	245.800
Consiag Reti Srl, Prato	196.900	197.000
Enel Distribuzione Spa, Roma	34.193.300	-
Enel Rete Gas Spa, Milano	1.615.300	2.627.100
Enìa Spa, Parma	706.000	575.300
Hera Spa, Bologna	1.444.100	1.302.400
Italcogim Reti Spa, Milano	412.000	415.700
Società Italiana per il Gas Spa, Torino	3.991.000	3.991.100
Napoletana Gas Spa, Napoli	309.400	309.500
SGR Reti Spa, Rimini	182.700	182.700
Siciliana Gas Spa, Palermo	112.800	112.800
Toscana Energia Spa, Firenze	629.200	629.300
Azienda Energetica Spa, Bolzano	112.600	-
Deval Spa, Aosta	86.100	-

[1] Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica.
[2] Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

08A05907

DELIBERAZIONE 7 luglio 2008.

Rideterminazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2008 (modifica della deliberazione 26 febbraio 2008 EEN 1/08). (Deliberazione EEN 8/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 7 luglio 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" (di seguito: decreto ministeriale elettrico 20 luglio 2004);
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164" (di seguito: decreto ministeriale gas 20 luglio 2004);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 103/03);
- la deliberazione dell'Autorità 23 maggio 2006, n. 98/06;
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 21 dicembre 2007 di revisione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 (di seguito: decreto ministeriale 21 dicembre 2007);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2007, n. 344/07 (di seguito: deliberazione n. 344/07);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2008, EEN 1/08 (di seguito: deliberazione n. EEN 1/08).

Considerato che:

- l'articolo 3, comma 1, lettera d), del decreto ministeriale gas 20 aprile 2004 come modificato dall'articolo 2, comma 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 fissa l'obiettivo quantitativo nazionale di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili a carico dei distributori di gas naturale nell'anno 2008 pari a 1 milione di tonnellate equivalenti di petrolio (tep);
- l'articolo 1, commi 1 e 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 stabilisce che, per ciascuno degli anni successivi al 2007 e fino all'emanazione del decreto ministeriale di cui al comma 5 del medesimo articolo, sono soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 i distributori di energia elettrica e i distributori di gas naturale che alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo abbiano connessi alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali;
- l'articolo 1, commi 3 e 4, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 specifica la natura giuridica degli obblighi di cui al precedente alinea;

- l'articolo 3, comma 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 prevede che la quota degli obiettivi di cui all'articolo 2 del medesimo decreto, assegnata a ciascuna impresa di distribuzione di gas naturale, è determinata dal rapporto tra la quantità di gas naturale distribuita dalla medesima impresa ai clienti finali connessi alla sua rete, e da essa autocertificata, e la quantità di gas naturale distribuita sul territorio nazionale dai soggetti di cui all'articolo 1, comma 2, del medesimo decreto, determinata e comunicata annualmente dall'Autorità, entrambe conteggiate nell'anno precedente all'ultimo trascorso ed espresse in GJ;
- con deliberazione n. 344/07 l'Autorità ha richiesto ai distributori di energia elettrica e ai distributori di gas naturale che abbiano avuto almeno 50.00 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione al 31 dicembre 2006 di trasmettere all'Autorità stessa, entro e non oltre il 21 gennaio 2008, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà ai sensi dell'articolo 47 del D.P.R. n. 445/00 recante il numero di clienti connessi alla propria rete di distribuzione alla medesima data e la quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita nell'anno 2006;
- a seguito delle informazioni e dei dati raccolti in applicazione della deliberazione n. 344/07, con deliberazione EEN 1/08 l'Autorità ha determinato gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell'anno 2008 in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007;
- con comunicazione del 22 maggio 2008 la società PrealpiGas S.r.l., ha trasmesso agli Uffici dell'Autorità una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà ai sensi dell'articolo 47 del D.P.R. n. 445/00, recante il numero di clienti connessi alla propria rete di distribuzione al 31 dicembre 2006 e la quantità di gas naturale distribuita nell'anno 2006;
- dalle informazioni trasmesse con la comunicazione di cui al precedente alinea, emerge che la società PrealpiGas S.r.l. aveva almeno 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2006 ed è, dunque, soggetta agli obblighi di risparmio energetico per l'anno 2008;
- con la comunicazione del 22 maggio 2008 la società PrealpiGas S.r.l ha comunque ottemperato, motivando il ritardo, agli obblighi di comunicazione previsti dalla deliberazione n. 344/07, fornendo agli Uffici dell'Autorità, contestualmente ai dati necessari per identificare la società come soggetta a detti obblighi, i dati necessari per rideterminare gli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2008 in capo a tutti i distributori di gas naturale.

Ritenuto che:

- sia necessario rideterminare la quantità di gas naturale complessivamente distribuita sul territorio nazionale nell'anno 2006 dai distributori obbligati nell'anno 2008, comunicata con deliberazione EEN 1/08, includendo la quantità distribuita nel medesimo anno dalla società PrealpiGas S.r.l.;
- sia conseguentemente necessario rideterminare gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria in capo nell'anno 2008 ai distributori di gas naturale di cui alla Tabella B della deliberazione EEN 1/08 e determinare l'obiettivo specifico di risparmio di energia primaria in capo alla società PrealpiGas S.r.l nello stesso anno

DELIBERA

1. di sostituire all'articolo 2, comma 2, della deliberazione EEN 1/08, le parole "è pari a 1.101.671.693 GJ" con le parole "è pari a 1.106.776.079 GJ";
2. di sostituire all'articolo 3, comma 1, della deliberazione EEN 1/08, la Tabella B con la *Tabella B*, allegata al presente provvedimento;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), il presente provvedimento che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità il testo della deliberazione EEN 1/08 come risultante dalle modifiche apportate con il presente provvedimento.

Città, 7 luglio 2008

Il presidente: ORTIS

Tabella B – Obiettivi specifici di risparmio di energia primaria per l'anno 2008 a carico dei distributori di gas naturale obbligati

	tonnellate equivalenti di petrolio (tep)
A.G.A.M. Ambiente Gas Acqua Monza S.p.a., Monza	4.186
A.M.GAS S.p.a., Bari	3.711
A.S.A. Azienda Servizi Ambientali S.p.a., Livorno	3.454
ACAM Gas S.p.a., La Spezia	3.724
Acegas-APS S.p.a., Trieste	17.246
Acel S.p.a., Lecco	5.030
ACSM S.p.a., Como	6.460
AEM Distribuzione Gas e Calore S.p.a., Milano	41.727
Aemme Linea Distribuzione S.r.l., Legnano (Milano)	7.649
AGSM Reti Gas S.r.l., Verona	8.746
AIMAG S.p.a., Mirandola (Modena)	8.562
AMG Energia S.p.a., Palermo	2.830
AMGA Azienda Multiservizi S.p.a., Udine	6.130
AMGAS S.p.a., Foggia	1.749
Arcalgas Progetti S.p.a., Milano	17.717
Ascopiave S.p.a., Pieve di Soligo (Treviso)	27.909
ASM Reti S.p.a., Brescia	16.283
Azienda Energia e Servizi Torino S.p.a., Torino	24.483
Aziende Industriali Municipali Vicenza Gas S.p.a., Vicenza	6.326
COINGAS S.p.a., Arezzo	7.205
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas S.p.a., Napoli	19.559
Conscoop, Forlì	1.954
Consiag Reti S.r.l., Prato	11.420
Distribuzione Gas Naturale S.r.l., Pinerolo (Torino)	5.365
Edison D.G. S.p.a., Selvazzano Dentro (Padova)	10.028
Enel Rete Gas S.p.a., Milano	126.725
Enìa S.p.a., Parma	34.992
Erogasmet S.p.a., Roncedelle (Brescia)	5.913
G.E.I. Gestione Energetica Impianti S.p.a., Crema (Cremona)	10.676
Gas Natural Distribuzione Italia S.p.a., Acquaviva delle Fonti (Bari)	2.756
Gas Plus Reti S.r.l., Milano	5.288
Gasdotti Azienda Siciliana S.p.a., Palermo	1.661
Gelsia Reti S.r.l., Seregno (Milano)	10.094
GESAM S.p.a., Lucca	5.418
HERA S.p.a., Bologna	81.489
Intesa S.p.a., Siena	5.671
Iride Acqua Gas S.p.a., Genova	12.931
IRIS Isontina Reti Integrate e Servizi S.p.a., Gorizia	4.907

Italcogim Reti S.p.a., Milano	25.438
Linea Distribuzione S.r.l., Lodi	4.988
Molteni S.p.a., Roncadelle (Brescia)	5.111
Multiservizi S.p.a., Ancona	6.189
Nuovenergie Distribuzione S.r.l., Milano	2.886
Pasubio Group S.r.l., Schio (Vicenza)	4.949
Pescara Distribuzione Gas S.r.l., Pescara	1.539
PrealpiGas S.r.l., Busto Arsizio (Varese)	4.612
RETI.D.E.A. S.r.l., Alessandria	5.353
S.I.Me. Società Impianti Metano S.p.a., Crema (Cremona)	3.997
S.ME.DI.GAS S.p.a., S. Gregorio di Catania (Catania)	2.024
Salerno Energia Distribuzione S.p.a., Salerno	1.521
SGR Reti S.p.a., Rimini	11.247
Siciliana Gas S.p.a., Palermo	6.665
Società Irpina Distribuzione Gas S.p.a, Avellino	2.443
Società Italiana per il Gas per Azioni, Torino	238.402
Thuga Laghi S.r.l., Verbania	9.688
Thuga Mediterranea S.r.l., S. Giuseppe di Comacchio (Ferrara)	6.937
Thuga Orobica S.r.l., Mantova	6.448
Thuga Padana S.r.l., Cremona	13.358
Thuga Triveneto S.r.l., Mira (VE)	7.195
Toscana Energia S.p.a., Firenze	36.469
Trentino Servizi S.p.a., Rovereto (Trento)	9.440
Unigas Distribuzione S.r.l., Orio al Serio (Bergamo)	5.128

08A05908

DELIBERAZIONE 7 luglio 2008.

Controlli tecnici della qualità del gas per il periodo 1º ottobre 2008-30 settembre 2009. (Deliberazione VIS 63/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 7 luglio 2008

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003;
- il regio decreto 23 marzo 1940, n. 744;
- la legge 6 dicembre 1971, n. 1083 (di seguito: legge n. 1083/71);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 29 ottobre 1999, n. 540;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237/00 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 237/00);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 311/01;
- la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 43/02 (di seguito: deliberazione n. 43/02);
- la deliberazione dell'Autorità 5 giugno 2002, n. 104/02 (di seguito: deliberazione n. 104/02);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03;
- la deliberazione dell'Autorità, 22 luglio 2004, n 125/04 (di seguito: deliberazione n. 125/04);
- la deliberazione dell'Autorità, 29 settembre 2004, n. 168/04 successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 168/04);
- la deliberazione dell'Autorità, 27 luglio 2005, n 157/05 (di seguito: deliberazione n. 157/05);
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2005, n. 273/05 (di seguito: deliberazione n. 273/05), recante approvazione del Protocollo di Intesa relativo ai rapporti di collaborazione fra l'Autorità e la Guardia di Finanza (di seguito: Protocollo di Intesa);
- la deliberazione dell'Autorità, 26 luglio 2006, n. 164/06 (di seguito: deliberazione n. 164/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07;
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 181/07;
- la deliberazione del 27 dicembre 2007, n. 340/07 con cui l'Autorità ha approvato il bilancio di previsione per l'esercizio 1° gennaio 2008– 31 dicembre 2008.
- la determinazione del Direttore Generale dell'Autorità 14 ottobre 2004, n. 151/04 (di seguito: determina n. 151/04).

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95, prevede che l'Autorità promuova la tutela degli interessi di utenti e consumatori, armonizzando il sistema tariffario con obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;
- l'articolo 2, comma 12, lettera c), della legge n. 481/95, prevede che l'Autorità controlli le condizioni di svolgimento dei servizi, in modo che tutte le ragionevoli esigenze degli utenti siano soddisfatte, garantendo il rispetto dell'ambiente, la sicurezza degli impianti e la salute degli addetti;
- l'articolo 2, comma 22, della legge n. 481/95, prevede che le pubbliche amministrazioni e le imprese sono tenute a fornire all'Autorità, oltre a notizie e informazioni, la collaborazione per l'adempimento delle loro funzioni;
- con la deliberazione n. 168/04, l'Autorità ha imposto agli esercenti il servizio di distribuzione del gas l'obbligo di effettuare un numero minimo di misure del grado di odorizzazione del gas per ogni impianto di distribuzione da essi gestito;
- una adeguata odorizzazione del gas consente di avvertire eventuali dispersioni e, conseguentemente, limitare i rischi derivanti dall'utilizzo del gas;
- la deliberazione n. 237/00 ha disposto che le tariffe di distribuzione del gas siano adeguate al potere calorifico superiore del gas, individuato sulla base delle particolari modalità di calcolo di cui all'articolo 16 della medesima deliberazione;
- la deliberazione n. 43/02 prevede che, nell'erogazione di tutti i servizi del mercato del gas naturale, l'esercente adegui la determinazione del corrispettivo per il servizio erogato al potere calorifico superiore effettivo;
- il funzionamento in condizioni di sicurezza delle apparecchiature istallate presso i clienti finali dipende anche dai valori di pressione relativa del gas;
- i controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo ed alla pressione relativa del gas devono essere effettuati secondo una procedura standardizzata e resa preventivamente nota agli esercenti;
- la deliberazione n. 104/02 prevede la possibilità di affidare studi, ricerche, sperimentazioni, speciali analisi economiche, giuridiche e legali, tecniche e finanziarie, nonché controlli e ispezioni, a persone, ditte o istituzioni, aventi alta, comprovata e documentata esperienza;
- la deliberazione n. 273/05 prevede la possibilità di avvalersi, per l'effettuazione di controlli tecnici, della collaborazione della Guardia di Finanza, nell'ambito e con le modalità previste dal Protocollo di Intesa;
- le deliberazioni n. 125/04, n. 157/05, n. 164/06 e n. 181/07 hanno disposto di svolgere, rispettivamente nei periodi 1 novembre 2004 – 30 settembre 2005, 1 ottobre 2005 – 30 settembre 2006, 1 ottobre 2006 – 30 settembre 2007 e 1 ottobre 2007 – 30 settembre 2008, controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo ed alla pressione relativa del gas, nei confronti delle imprese di distribuzione;

- nel corso della campagna di cui alla deliberazione n. 181/07, consistente in cinquanta controlli tecnici, sono stati riscontrati quattro impianti con grado di odorizzazione non conforme alla legislazione e normativa vigente in materia;
- con lettere in data 12 novembre 2007 (prot. EA/M07/5396/ea), 13 novembre 2007 (prot. AG/M07/5456), 12 dicembre 2007 (prot. EA/M07/5870/ea), 14 dicembre 2007 (prot. AG/M07/5980), 18 febbraio 2008 (prot. n. 0004216), 28 febbraio 2008 (prot. 005810), 14 marzo 2008 (prot. n. 0007614) e 24 aprile 2008 (prot. 012191), il Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo e il Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità hanno inviato alle Procure della Repubblica competenti le denunce ai sensi della legge n. 1083/71 per i casi di non conformità alla legislazione e normativa vigente in materia;
- con comunicazione interna in data 25 giugno 2008 (prot. DCQS/Int./01608) la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio ha trasmesso alla Direzione Vigilanza e Controllo l'elenco dei distributori e dei relativi impianti di distribuzione da sottoporre a controllo della qualità del gas per il periodo 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009;
- le deliberazioni n. 125/04, n. 157/05, n. 164/06 e n. 181/07 hanno disposto di avvalersi, per lo svolgimento dei predetti controlli tecnici, della Stazione Sperimentale per i Combustibili, con sede in S. Donato Milanese (di seguito: Stazione Sperimentale per i Combustibili);
- l'effettuazione dei controlli tecnici ai sensi della deliberazione n. 181/07 ha confermato la validità della procedura approvata con determina n. 151/04 a meno di alcune modifiche da adottarsi in sede di revisione della procedura medesima.

Ritenuto opportuno:

- effettuare, nel periodo 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009, una campagna di sessanta (60) controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo ed alla pressione relativa del gas nei confronti delle imprese di distribuzione;
- dare mandato al Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo dell'Autorità affinché:
  a) provveda all'aggiornamento della procedura per lo svolgimento dei controlli tecnici, approvata con determina n. 151/04, ai fini di:
    i) specificare, in fase di richiesta dell'ubicazione dei gruppi di riduzione finale, che questi siano in bassa pressione e che servano più di un cliente finale;
    ii) garantire maggiore sicurezza nelle operazioni di misurazione della pressione, evitando di avere fiamme libere in prossimità del gruppo di riduzione finale;
    iii) adeguare la terminologia utilizzata nella procedura alle indicazioni del SINAL;
  b) pubblichi la procedura modificata di cui alla precedente lettera a) nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) e la comunichi alle principali Associazioni di categoria dei distributori di gas, al fine di garantirne la conoscenza;

- avvalersi, per lo svolgimento dei controlli tecnici previsti per il periodo 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009, della Stazione Sperimentale per i Combustibili, in possesso di comprovata e documentata esperienza in materia e istituzionalmente preposta a tali fini;
- avvalersi, per l'effettuazione dei medesimi controlli, della collaborazione della Guardia di Finanza, nell'ambito e con le modalità previste dal Protocollo di Intesa

DELIBERA

1. di svolgere, nel periodo 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009, n. sessanta (60) controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo ed alla pressione relativa del gas, nei confronti delle imprese di distribuzione;
2. di dare mandato al Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo dell'Autorità affinché:
   a) provveda all'aggiornamento della procedura per lo svolgimento dei controlli tecnici, approvata con determina n. 151/04, ai fini di:
      i) specificare, in fase di richiesta dell'ubicazione dei gruppi di riduzione finale, che questi siano in bassa pressione e che servano più di un cliente finale;
      ii) garantire maggiore sicurezza nelle operazioni di misurazione della pressione, evitando di avere fiamme libere in prossimità del gruppo di riduzione finale;
      iii) adeguare la terminologia utilizzata nella procedura alle indicazioni del SINAL;
   b) pubblichi la procedura di cui alla precedente lettera a) nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) e la comunichi alle principali associazioni di categoria dei distributori di gas;
3. di avvalersi, per lo svolgimento dei predetti controlli tecnici, della Stazione Sperimentale per i Combustibili, in possesso di comprovata e documentata esperienza in materia e istituzionalmente preposta a tali fini;
4. di avvalersi, per l'effettuazione dei medesimi controlli, della collaborazione della Guardia di Finanza, nell'ambito e con le modalità previste dal Protocollo di Intesa;
5. di trasmettere il presente provvedimento al Nucleo Speciale Tutela mercati della Guardia di Finanza;
6. di trasmettere il presente provvedimento alla Stazione Sperimentale per i Combustibili;
7. di provvedere alla copertura finanziaria della spesa complessiva, riguardante le prestazioni della Stazione Sperimentale per i Combustibili per le attività relative ai predetti controlli tecnici, a valere sul titolo I, categoria IV, capitolo 155, del bilancio di previsione dell'Autorità per l'esercizio 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2008;
8. di provvedere alla copertura finanziaria della spesa complessiva, riguardante le prestazioni della Guardia di Finanza per le attività relative ai predetti controlli tecnici, a valere sul titolo I, categoria IV, capitolo 154, del bilancio di previsione dell'Autorità per l'esercizio 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2008;

9. di dare mandato al Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo dell'Autorità per le azioni a seguire;
10. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge n. 481/95, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica dello stesso.

Città, 7 luglio 2008

Il presidente: Ortis

08A05909

DELIBERAZIONE 14 luglio 2008.

Chiusura del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità 13 marzo 2008, ARG/gas 32/08 in materia di contributo compensativo a carico dei soggetti titolari di concessioni per l'attività di stoccaggio. (Deliberazione ARG/gas 94/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 14 luglio 2008

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244 (di seguito: legge finanziaria 2008);
- la deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 50/06 (di seguito: deliberazione n. 50/06);
- la deliberazione dell'Autorità 13 marzo 2008, ARG/gas 32/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 32/08).
- la deliberazione dell'Autorità 26 marzo 2008, ARG/gas 35/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 35/08).

Considerato che:

- l'Autorità, con deliberazione ARG/gas 32/08 ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti urgenti in materia di esazione, gestione ed erogazione dell'ammontare del contributo compensativo a carico dei soggetti titolari di concessioni per l'attività di stoccaggio introdotto dall'articolo 1, comma 558, della legge finanziaria 2008 da destinare alle Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio, in misura pari all'1% del valore della capacità complessiva autorizzata di stoccaggio di gas naturale; e che il diritto a tale contributo decorre dall'1 gennaio 2008;
- gli uffici dell'Autorità, con nota in data 31 gennaio 2008 (prot. generale P/2576), hanno richiesto al Ministero dello Sviluppo Economico chiarimenti in merito alle modalità di quantificazione del contributo compensativo ed in particolare hanno evidenziato la possibilità che il valore della capacità complessiva autorizzata di stoccaggio potesse essere determinato con riferimento alla quota parte dei ricavi attribuita al servizio di spazio (RS^S) relativa ai giacimenti di stoccaggio attivi, integrato o meno dalla quota parte dei ricavi attribuita al servizio di stoccaggio strategico (RS^D);

- la Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie del Ministero dello Sviluppo Economico, con lettera in data 13 marzo 2008 (prot. generale A/7445 del 13 marzo 2008), ha fornito i chiarimenti richiesti, precisando in particolare che:
  a) la capacità autorizzata si identifichi con lo spazio di stoccaggio, incluso lo spazio per il servizio di stoccaggio strategico, offerto in conferimento ai sensi dei codici di stoccaggio all'inizio dell'anno termico da ciascun operatore di stoccaggio;
  b) la valorizzazione di cui alla precedente lettera a) debba avvenire con riferimento alla quota parte dei ricavi attribuita al servizio di spazio (RS^S) e alla quota parte dei ricavi attribuita al servizio di stoccaggio strategico (RS^D);
  c) la ripartizione del valore di cui alla lettera b) tra le Regioni nelle quali hanno sede i relativi stabilimenti di stoccaggio in esercizio avvenga in proporzione alla capacità di spazio di stoccaggio offerta in conferimento ad inizio anno termico;
- gli uffici dell'Autorità hanno ritenuto opportuno, d'intesa con la Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie del Ministero dello Sviluppo Economico, consultare in data 19 e 21 marzo 2008 rispettivamente le imprese di stoccaggio e le Regioni interessate, al fine di acquisire gli elementi conoscitivi utili per la formazione dei provvedimenti;
- l'Autorità, con la deliberazione ARG/gas 35/08, ha approvato i corrispettivi d'impresa e determinato i corrispettivi unici di stoccaggio relativi all'anno termico 2008-2009, ha definito le modalità di esazione del gettito necessario ad assicurare la copertura degli oneri introdotti con la legge finanziaria 2008 attivando il parametro Y relativo all'aggiornamento del corrispettivo variabile unitario variabile CVS di cui all'articolo 10, comma 10.9 della deliberazione n. 50/06 (che tiene conto dei mutamenti del quadro normativo) e ha fissato per l'anno termico 2008-2009 il valore del suddetto parametro pari a 1,5%;
- con medesima delibera l'Autorità ha individuato nella Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: Cassa) il soggetto responsabile della gestione dei flussi finanziari necessari alla erogazione del contributo compensativo alle Regioni e ha posto a carico del "Conto squilibri perequazione stoccaggio" l'onere corrispondente al contributo medesimo;
- la deliberazione ARG/gas 35/08 ha previsto inoltre che la quantificazione definitiva del contributo compensativo da erogare alle Regioni, le tempistiche per l'erogazione di detto contributo, nonché le modalità di ripartizione del contributo alle Regioni interessate siano definiti in esito al procedimento avviato con la deliberazione ARG/gas 32/08;
- gli uffici dell'Autorità hanno comunicato alle Regioni interessate (prot. generale A/9293, A/9294, A/9295 e A/9296 dell'1 aprile 2008) una stima dell'importo totale per l'anno solare 2008 del contributo compensativo e i coefficienti per la ripartizione di detto contributo tra le Regioni in cui hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio, determinati sulla base delle informazioni trasmesse dalle imprese di stoccaggio;
- gli uffici dell'Autorità hanno ritenuto opportuno, d'intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico, convocare nuovamente in data 18 giugno 2008 le Regioni interessate al fine di illustrare le proposte in merito alla chiusura del procedimento avviato con deliberazione ARG/gas 32/08 e ricevere osservazioni in merito;

- le Regioni non hanno fatto pervenire osservazioni in merito alle proposte illustrate, ad esclusione delle Regioni Lombardia ed Emilia Romagna, che, limitatamente alle modalità di erogazione del contributo, hanno espresso una preferenza per l'erogazione degli importi spettanti in unica soluzione entro il mese di gennaio dell'anno successivo all'anno solare di riferimento e, più in generale, hanno manifestato riserve riguardo l'entità delle compensazioni prospettate;
- la maggiorazione del corrispettivo unitario *CVS*, di cui al precedente quinto considerato, a carico degli utilizzatori del servizio di stoccaggio è in grado di assicurare la copertura del contributo compensativo previsto dalla legge finanziaria 2008.

Ritenuto opportuno:

- prevedere che la quantificazione dell'importo complessivo del contributo compensativo da corrispondere alle Regioni per ciascun anno solare di riferimento *t* avvenga sommando i tre dodicesimi delle quote dei ricavi RS^S e RS^D, relativi all'anno termico *t-1* e i nove dodicesimi delle medesime quote dei ricavi relative all'anno termico *t*;
- determinare annualmente la ripartizione dell'importo complessivo di cui al precedente alinea tra le Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio in esercizio in proporzione alla capacità di spazio di stoccaggio offerta in conferimento (*working gas*) ad inizio di ciascun anno termico;
- prevedere che l'erogazione della quota spettante di contributo compensativo a ciascuna Regione sia effettuata, al fine di minimizzare gli oneri amministrativi connessi alla gestione del contributo medesimo, in un'unica soluzione entro il mese di gennaio dell'anno successivo all'anno solare di riferimento;
- prevedere che, in deroga a quanto indicato nel primo ritenuto, per l'anno solare 2008 l'importo complessivo del contributo compensativo sia determinato in misura pari all'1% della somma della quota di ricavi RS^S, e della quota di ricavi RS^D, relativi all'anno termico 2008-2009 in modo da comprendere forfetariamente anche i primi tre mesi del 2008

DELIBERA

1. di quantificare l'importo complessivo del contributo compensativo da corrispondere alle Regioni per ciascun anno solare di riferimento *t* in misura pari alla somma dei tre dodicesimi delle quote dei ricavi RS^S e della quota di ricavi RS^D relativi all'anno termico *t-1* e dei nove dodicesimi delle medesime quote dei ricavi relative all'anno termico *t*;
2. di prevedere che la ripartizione dell'importo complessivo di cui al precedente punto 1 tra le Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio in esercizio sia determinato annualmente dall'Autorità in proporzione alla capacità di spazio di stoccaggio offerta in conferimento ad inizio di ciascun anno termico;
3. di fissare per l'anno solare 2008 il valore complessivo del contributo compensativo pari 1.295.681 euro;

4. di determinare per l'anno solare 2008 i coefficienti di ripartizione del contributo compensativo tra le Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio nella misura dei valori di cui alla tabella 1 allegata al presente provvedimento;
5. di prevedere che le imprese di stoccaggio comunichino all'Autorità, entro il 30 aprile di ciascun anno, a partire dall'anno 2009, i seguenti dati:
   - capacità di spazio di stoccaggio complessivamente offerta in conferimento per l'anno termico incluso lo spazio per il servizio di stoccaggio strategico (*working gas*), espressa in GJ;
   - capacità di spazio di stoccaggio offerta in conferimento (*working gas*) per ciascun giacimento di stoccaggio operativo, espressa in GJ;
   - Regione amministrativa e comune di appartenenza di ciascun giacimento di stoccaggio;
6. di prevedere che l'Autorità determini e comunichi, entro il 30 settembre di ciascun anno a partire dall'anno 2009, alla Cassa e alle Regioni interessate, l'importo del contributo compensativo da erogare a ciascuna Regione;
7. di prevedere che la Cassa eroghi, in unica soluzione, quanto dovuto a ciascuna Regione entro il 31 gennaio dell'anno successivo all'anno solare di riferimento e che comunichi all'Autorità l'avvenuta erogazione;
8. di trasmettere il presente provvedimento alla Regione Lombardia, con sede legale in via Fabio Filzi, n. 22, 20124 Milano, alla Regione Emilia Romagna, con sede legale in viale Aldo Moro, n. 52, 40127 Bologna, alla Regione Veneto, con sede legale in Dorsoduro 3901, 30123 Venezia, alla Regione Abruzzo con sede legale in Via Vinci, 1, 67100 L'Aquila, nella persona dei Presidenti in qualità di legali rappresentanti *pro tempore*, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento;
9. di trasmettere il presente provvedimento alla Cassa Conguaglio per il settore elettrico;
10. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), il presente provvedimento che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Città, 14 luglio 2008

Il presidente: ORTIS

Tabella 1 – Coefficienti di ripartizione del contributo compensativo per l'anno solare 2008

Regione	Coefficienti di ripartizione [%]
Abruzzo	22,8
Emilia Romagna	32,6
Lombardia	42,4
Veneto	2,2

08A05910

DELIBERAZIONE 14 luglio 2008.

Attuazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 11 aprile 2008, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici. (Deliberazione ARG/elt 95/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 14 luglio 2008

Visti:

- la direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 (di seguito: direttiva 2001/77/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, recante attuazione della direttiva 2001/77/CE, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04);
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244/07;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 11 aprile 2008, recante "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici" (di seguito: decreto ministeriale 11 aprile 2008);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 2004, n. 60/04;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 281/05);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 88/07 (di seguito: deliberazione n. 88/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 89/07 (di seguito: deliberazione n. 89/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 (di seguito: deliberazione n. 280/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, allegato alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: Testo Integrato Trasporto).

Considerato che:

- l'articolo 5, comma 2, del decreto ministeriale 11 aprile 2008 prevede che l'Autorità definisca le modalità e la tempistica secondo le quali il gestore di rete comunica il punto di consegna ed esegue la connessione dell'impianto alla rete elettrica;
- l'articolo 7, comma 1, del decreto ministeriale 11 aprile 2008 prevede che l'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici è ritirata con le modalità e alle condizioni fissate dall'Autorità ai sensi dell'articolo 8 e dell'articolo 13 del decreto legislativo n. 387/03 (relativi, rispettivamente all'accesso alla rete nel caso di impianti ibridi e alla cessione dell'energia elettrica), ovvero ceduta sul mercato;
- l'articolo 8, comma 1, del decreto ministeriale 11 aprile 2008 prevede che l'Autorità definisca le modalità per la riduzione delle tariffe incentivanti qualora vengano concessi incentivi in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, eccedenti, rispettivamente, il 10% e il 25% del costo di investimento;

- l'articolo 9, comma 1, del decreto ministeriale 11 aprile 2008 prevede che l'Autorità stabilisca le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la verifica del rispetto delle disposizioni del medesimo decreto, con particolare riferimento a quanto previsto agli articoli 5, 8 e 10;
- l'articolo 9, comma 2, del decreto ministeriale 11 aprile 2008 prevede che l'Autorità determini le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la gestione delle attività previste dal medesimo decreto, trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A_3;
- l'articolo 10, comma 1, del decreto ministeriale 11 aprile 2008 prevede che, fatte salve le altre conseguenze disposte dalla legge, le false dichiarazioni inerenti le disposizioni del medesimo decreto comportino la decadenza dal diritto alla tariffa incentivante sull'intera produzione e per l'intero periodo di diritto alla stessa tariffa incentivante.

Considerato che:

- la deliberazione n. 281/05 e la deliberazione n. 89/07 definiscono le condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi a tensione nominale, rispettivamente, superiore ad 1 kV e minore o uguale ad 1 kV, stabilendo, inoltre:
  a) disposizioni particolari per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 14 del decreto legislativo n. 387/03;
  b) forme di indennizzo automatico verso il soggetto richiedente la connessione nel caso di mancato rispetto delle tempistiche definite per la comunicazione del punto di consegna e per l'esecuzione dei lavori di connessione;
- le deliberazioni di cui al precedente alinea risultano applicabili anche per la connessione alla rete di impianti solari termodinamici e sono coerenti con quanto previsto dall'articolo 5, comma 2, del decreto ministeriale 11 aprile 2008;
- con la deliberazione n. 88/07, l'Autorità ha introdotto disposizioni inerenti il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, definendo le responsabilità e le modalità di erogazione del medesimo servizio;
- la deliberazione di cui al precedente alinea è funzionale al calcolo della quantità di energia elettrica avente diritto agli incentivi;
- con la deliberazione n. 280/07, l'Autorità ha definito le modalità e le condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e ai sensi del comma 41 della legge n. 239/04;
- la deliberazione di cui al precedente alinea risulta applicabile anche per la cessione, in alternativa al libero mercato, dell'energia elettrica prodotta e immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi, nel caso di:
  a) impianti solari termodinamici non ibridi di qualunque potenza;
  b) impianti solari termodinamici ibridi aventi potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA,

  ed è coerente con quanto previsto dall'articolo 7, comma 1, del decreto ministeriale 11 aprile 2008.

Ritenuto opportuno:

- dare attuazione alle disposizioni di cui all'articolo 5, comma 2, del decreto ministeriale 11 aprile 2008, relativamente alle condizioni per la connessione alla rete di impianti solari termodinamici, facendo riferimento alle disposizioni di cui alla deliberazione n. 281/05 e di cui alla deliberazione n. 89/07;
- richiamare, ai fini dell'applicazione dell'articolo 7, comma 1, del decreto ministeriale 11 aprile 2008, le deliberazioni dell'Autorità vigenti, con particolare riferimento agli impianti solari termodinamici e tenendo conto di quanto previsto dagli articoli 8 e 13 del decreto legislativo n. 387/03;
- dare attuazione alle disposizioni di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto ministeriale 11 aprile 2008 considerando che anche i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta concorrono alla copertura dell'investimento;
- dare attuazione alle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 1, del decreto ministeriale 11 aprile 2008, ai fini di garantire certezza, equità di trattamento e non discriminazione a tutti i soggetti responsabili che intendono usufruire delle tariffe incentivanti previste dal medesimo decreto ministeriale 11 aprile 2008;
- prevedere, in particolare:
  a) per quanto concerne l'accesso alle tariffe incentivanti, che il soggetto responsabile dell'impianto solare termodinamico debba dichiarare, sotto la propria responsabilità, di rispettare i requisiti per l'ammissibilità alla tariffa incentivante previsti dal decreto ministeriale 11 aprile 2008;
  b) per quanto concerne la gestione dell'impianto solare termodinamico, che il soggetto responsabile sia tenuto al rispetto dei seguenti obblighi:
     i. consentire l'accesso all'impianto e alle relative infrastrutture, comprese quelle di misura dell'energia elettrica prodotta, al soggetto attuatore e agli altri soggetti di cui il soggetto attuatore può avvalersi per l'espletamento delle attività di verifica e controllo;
     ii. nel caso di impianti ibridi, trasmettere tutti i dati necessari ai fini del calcolo della quota di produzione di energia elettrica attribuibile alla fonte solare e del corretto valore dell'incentivo da assegnare;
  c) per quanto concerne l'effettuazione delle verifiche e dei controlli di cui all'articolo 10 del decreto ministeriale 11 aprile 2008, di prevedere che il soggetto attuatore possa effettuare verifiche di carattere documentale e di carattere tecnico-impiantistico avvalendosi eventualmente della collaborazione di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico, informando l'Autorità;
- dare attuazione alle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto ministeriale 11 aprile 2008, definendo le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la gestione delle attività previste dal medesimo decreto, trovano copertura nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate alimentato dalla componente tariffaria A_3

DELIBERA

1. di approvare le disposizioni di attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 11 aprile 2008, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici, riportate in allegato (*Allegato A*) al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale;
2. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, alla società Gestore dei servizi elettrici S.p.A. e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data di pubblicazione.

Città, 14 luglio 2008

Il presidente: ORTIS

Allegato A

<u>Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 11 aprile 2008, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici</u>

TITOLO I
DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai soli fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto ministeriale 11 aprile 2008, di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 280/07, oltre che le seguenti:
- **soggetto responsabile** è il soggetto di cui all'articolo 2, comma 1, lettera o), del decreto ministeriale 11 aprile 2008;
- **soggetto attuatore** è il Gestore dei servizi elettrici – GSE Spa;
- **incentivo** è la tariffa incentivante di cui all'articolo 6 del decreto ministeriale 11 aprile 2008.

TITOLO II
DISPOSIZIONI RELATIVE ALLA REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO SOLARE TERMODINAMICO

Articolo 2
Connessioni alla rete elettrica

2.1 Ai fini della richiesta e della realizzazione della connessione di un impianto solare termodinamico alle reti con obbligo di connessione di terzi si applica quanto stabilito dall'Autorità in materia di condizioni tecnico-economiche per la connessione alle predette reti.

Articolo 3
Misura dell'energia elettrica prodotta ai fini dell'erogazione dell'incentivo

3.1 La misura dell'energia elettrica prodotta da un impianto solare termodinamico viene effettuata secondo quanto stabilito dalla deliberazione n. 88/07.

3.2 Il responsabile, ai sensi della deliberazione n. 88/07, del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta trasmette mensilmente al soggetto attuatore la registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta relative al mese precedente, secondo modalità definite dal medesimo soggetto attuatore.

3.3 Il soggetto responsabile trasmette al soggetto attuatore, su base annuale e riferita all'anno solare precedente, copia della dichiarazione di produzione di energia elettrica presentata all'Ufficio tecnico di finanza.

3.4 Il soggetto attuatore verifica i dati inerenti l'energia elettrica prodotta dall'impianto solare termodinamico avvalendosi anche delle misure dell'energia elettrica immessa rilevate dal gestore di rete cui l'impianto è connesso. A tal fine il soggetto responsabile della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa, trasmette al soggetto attuatore la registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa rilevate secondo le stesse modalità di cui all'articolo 21, comma 21.4, del Testo Integrato Trasporto.

TITOLO III
MODALITÀ E CONDIZIONI ECONOMICHE PER IL RITIRO E IL DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA IMMESSA IN RETE

Articolo 4
Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete

4.1 Ai sensi dell'articolo 7, comma 1, del decreto ministeriale 11 aprile 2008, l'energia elettrica prodotta e immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi, in alternativa alla cessione sul mercato, può essere ceduta al GSE secondo le modalità e le condizioni economiche previste dalla deliberazione n. 280/07 nel caso di:
   a) impianti solari termodinamici non ibridi di qualunque potenza;
   b) impianti solari termodinamici ibridi aventi potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA.

Articolo 5
Questioni relative al dispacciamento

5.1 Ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento, coerentemente con quanto previsto dall'articolo 2, comma 1, lettere b) e c), del decreto legislativo n. 387/03:
   a) gli impianti solari termodinamici non ibridi sono considerati impianti non programmabili;
   b) gli impianti solari termodinamici ibridi sono considerati impianti programmabili.

5.2 Ai sensi dell'articolo 7, comma 1, del decreto ministeriale 11 aprile 2008, nel caso in cui l'impianto solare termodinamico sia un impianto ibrido e sia alimentato dalla fonte solare e da una o più fonti non rinnovabili, si applica quanto previsto dall'articolo 8, commi da 1 a 4, del decreto legislativo n. 387/03.

TITOLO IV
CONDIZIONI PER L'AMMISSIBILITÀ AGLI INCENTIVI

Articolo 6
Condizioni per accedere agli incentivi

6.1 Il soggetto responsabile di un impianto solare termodinamico realizzato ai sensi del decreto ministeriale 11 aprile 2008, per essere ammesso a beneficiare dell'incentivo, deve presentare al soggetto attuatore la richiesta di cui all'articolo 5, comma 4, del medesimo decreto, comprensiva della documentazione prevista dall'Allegato 1 al medesimo decreto ministeriale, secondo lo schema predisposto dal GSE, positivamente verificato dal Direttore della Direzione mercati dell'Autorità. Tale richiesta deve pervenire al soggetto attuatore nei tempi previsti dall'articolo 5, comma 4, del medesimo decreto. Il mancato rispetto dei termini di cui al suddetto comma comporta la non ammissibilità all'incentivo.

6.2 Ogni richiesta formulata ai sensi dell'articolo 5, comma 4, del decreto ministeriale 11 aprile 2008 deve essere riferita ad un solo impianto solare termodinamico.

6.3 Il soggetto attuatore predispone un portale informatico mediante il quale il soggetto responsabile è tenuto a registrarsi, inserire i dati del proprio impianto, e stampare i modelli cartacei da inviare, debitamente sottoscritti, al soggetto attuatore insieme alla documentazione prevista all'Allegato 1 del decreto ministeriale 11 aprile 2008. Fino a quando il portale non sarà operativo i soggetti responsabili possono comunque compilare manualmente i predetti allegati e trasmetterli, debitamente sottoscritti, al soggetto attuatore.

Articolo 7
Ammissione agli incentivi

7.1 Il soggetto attuatore verifica la completezza della richiesta di cui al comma 6.1, nonché il rispetto delle disposizioni del presente provvedimento e delle disposizioni del decreto ministeriale 11 aprile 2008. Entro i termini previsti dall'articolo 5, comma 5, del decreto ministeriale 11 aprile 2008, il soggetto attuatore comunica al soggetto responsabile l'ammissione o la non ammissione all'incentivo nei limiti stabiliti all'articolo 12 del medesimo decreto.

7.2 Nel caso in cui il soggetto responsabile sia ammesso a beneficiare dell'incentivo per l'impianto solare termodinamico oggetto della richiesta, il soggetto attuatore, nella comunicazione di cui al comma 7.1 indica il valore dell'incentivo riconosciuto, tenendo conto di quanto previsto dall'articolo 6 del decreto ministeriale 11 aprile 2008 e dai commi 7.3 e 7.4 del presente provvedimento. Nel caso di impianti ibridi, il valore dell'incentivo viene comunicato dal soggetto attuatore a titolo informativo ed è riferito alla frazione di integrazione F_{int} indicata nella documentazione finale di progetto dell'impianto.

7.3 Qualora vengano concessi incentivi in conto capitale eccedenti il 10% del costo di investimento, gli incentivi previsti dall'articolo 6 del decreto ministeriale 11 aprile 2008, espressi in €/kWh, sono moltiplicati per il maggior valore tra zero e il coefficiente

$$A = \frac{70 - x}{60}$$

dove x è la percentuale, arrotondata all'intero con criterio commerciale, di copertura del costo di investimento tramite incentivi in conto capitale. Il nuovo incentivo viene espresso in €/kWh e viene arrotondato alla seconda cifra decimale con criterio commerciale. A tal fine il soggetto responsabile, all'atto della richiesta di cui al comma 6.1, trasmette al soggetto attuatore la documentazione attestante l'entità dell'incentivo in conto capitale e dei costi di investimento.

7.4 Qualora vengano concessi incentivi in conto interessi con capitalizzazione anticipata eccedenti il 25% del costo di investimento, gli incentivi previsti dall'articolo 6 del decreto ministeriale 11 aprile 2008, espressi in €/kWh, sono moltiplicati per il maggior valore tra zero e il coefficiente

$$B = \frac{70 - x}{45}$$

dove x è la percentuale di copertura del costo di investimento tramite incentivi in conto interesse con capitalizzazione anticipata, valutata dal soggetto attuatore come somma dei contributi attualizzati all'anno di erogazione del finanziamento, sulla base di informazioni fornite dal soggetto responsabile e contenute nel piano di finanziamento. A tal fine il soggetto responsabile, all'atto della richiesta di cui al comma 6.1, trasmette al soggetto attuatore tutti gli elementi necessari per la quantificazione dell'entità dell'incentivo in conto interessi con capitalizzazione anticipata e i costi di investimento, oltre che il piano di finanziamento. Il nuovo incentivo viene espresso in €/kWh e viene arrotondato alla seconda cifra decimale con criterio commerciale.

7.5 Nel caso in cui la richiesta di cui al comma 6.1 sia incompleta o presenti inesattezze tecniche, il soggetto attuatore richiede al soggetto responsabile l'ulteriore documentazione necessaria.

TITOLO V
MODALITÀ E CONDIZIONI DI EROGAZIONE DEGLI INCENTIVI

Articolo 8
Modalità di erogazione degli incentivi

8.1 L'incentivo viene riconosciuto, per gli impianti solari termodinamici entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, ai soggetti responsabili, ammessi ai sensi dell'articolo 7, per venticinque anni a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.

8.2 Il pagamento degli incentivi viene effettuato mensilmente dal soggetto attuatore, che eroga un corrispettivo pari al prodotto tra la produzione solare imputabile P_s dell'impianto solare termodinamico e l'incentivo riconosciuto. Nel caso di impianti ibridi, l'incentivo viene erogato a titolo di acconto, secondo modalità definite dal soggetto attuatore, salvo conguaglio al termine di ciascun anno solare sulla base della frazione di integrazione F_{int} effettivamente conseguita nel medesimo anno.

8.3 Il soggetto attuatore adotta, informando l'Autorità, le procedure necessarie per l'erogazione degli incentivi secondo criteri di certezza, equità di trattamento e non discriminazione, nel rispetto del decreto ministeriale 11 aprile 2008 e del presente articolo.

8.4 Il soggetto attuatore aggiorna gli incentivi, pubblicandoli nel proprio sito *internet*, secondo le modalità previste dall'articolo 6, commi 3 e 4, del decreto ministeriale 11 aprile 2008.

Articolo 9
Obblighi da rispettare nella gestione dell'impianto che ha avuto accesso agli incentivi

9.1 Nella gestione dell'impianto solare termodinamico che ha avuto accesso agli incentivi, il soggetto responsabile è tenuto al rispetto dei seguenti obblighi:
   a) consentire l'accesso all'impianto e alle relative infrastrutture, comprese quelle di misura dell'energia elettrica prodotta, al soggetto attuatore e agli altri soggetti di cui il soggetto attuatore può avvalersi per l'espletamento delle attività di verifica e controllo previste dall'articolo 10 del presente provvedimento;
   b) nel caso di impianti ibridi, trasmettere tutti i dati necessari al fine del calcolo:
      - della quota di produzione netta di energia elettrica attribuibile a ciascuna fonte diversa da quella solare;
      - della produzione solare imputabile P_s;
      - della frazione di integrazione F_{int};
   c) comunicare al soggetto attuatore ogni modifica eventualmente effettuata sull'impianto.

Articolo 10
Verifiche

10.1 Il soggetto attuatore esegue verifiche sugli impianti solari termodinamici in esercizio che percepiscono gli incentivi, prevedendo anche sopralluoghi a campione al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi, nonché al fine di effettuare anche la verifica delle apparecchiature di misura.

10.2 Ai fini delle verifiche di cui al comma 10.1, il soggetto attuatore può avvalersi, informando l'Autorità, della collaborazione di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico.

10.3 L'eventuale esito negativo delle verifiche, ferma restando qualunque azione legale e segnalazione che il soggetto attuatore ritenga opportuna, comporta la restituzione degli incentivi, maggiorati degli interessi legali, percepiti a partire dalla data della precedente verifica con esito positivo o, in mancanza di tale riferimento, dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, a meno che le irregolarità riscontrate siano dovute a cause indipendenti dalla volontà del soggetto responsabile e siano state tempestivamente segnalate da quest'ultimo al soggetto attuatore e al gestore di rete. L'eventuale esito negativo delle verifiche comporta la decadenza del diritto agli incentivi. Nel caso di false dichiarazioni inerenti le disposizioni del decreto ministeriale 11 aprile 2008, si applica quanto previsto dall'articolo 10 del medesimo decreto.

10.4 Il soggetto attuatore adotta, informando l'Autorità, le procedure necessarie per la verifica di ammissibilità agli incentivi secondo criteri di certezza, equità di trattamento e non discriminazione.

10.5 Il soggetto attuatore, entro il 31 ottobre di ogni anno, oltre a quanto previsto dall'articolo 13 del decreto ministeriale 11 aprile 2008, trasmette all'Autorità un piano annuale di sopralluoghi sugli impianti ai sensi del comma 10.1 e un prospetto riepilogativo degli esiti delle verifiche e dei sopralluoghi già effettuati.

TITOLO VI
DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 11
Modalità di copertura delle risorse per l'erogazione degli incentivi, nonché per la gestione delle attività previste dal decreto ministeriale 11 aprile 2008

11.1 Gli incentivi erogati sono posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

11.2 I costi relativi all'avvalimento di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico, sostenuti dal soggetto attuatore ai sensi dell'articolo 10, sono posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto, previa comunicazione all'Autorità al fine dell'eventuale verifica da parte della medesima Autorità.

11.3 Ai fini della determinazione del valore della componente tariffaria A_3, il soggetto attuatore comunica all'Autorità e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, trimestralmente, entro la prima decade del mese che precede l'aggiornamento della tariffa elettrica:

a) i dati a consuntivo, relativi ai mesi precedenti dell'anno in corso, delle quantità di energia incentivata ai sensi del decreto ministeriale 11 aprile 2008 e il fabbisogno del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto, conseguente all'applicazione del medesimo decreto;

b) la previsione, per i mesi residui dell'anno in corso, oltre che per l'anno successivo, del gettito necessario a dare copertura alle incentivazioni previste dal decreto ministeriale 11 aprile 2008 e alle attività previste dal medesimo decreto.

11.4 Con cadenza annuale il GSE trasmette all'Autorità:

a) entro il mese di dicembre, una descrizione delle attività da svolgere per i tre anni successivi in applicazione del presente provvedimento, ivi inclusa la gestione operativa, comprensiva dei preventivi di spesa per lo stesso periodo;

b) entro il mese di marzo, una descrizione delle attività svolte nell'anno precedente, indicando anche il dettaglio dei costi sostenuti.

08A05911

DELIBERAZIONE 22 luglio 2008.

Intimazione ad adempiere agli obblighi di cui all'articolo 2, comma 2.1, della deliberazione 26 ottobre 2007, n. 272/07. (Deliberazione VIS 69/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 22 luglio 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481, ed in particolare l'articolo 2, comma 20, lettere a), c) e d);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 11 giugno 2007, n. 134/07;
- la deliberazione dell'Autorità 19 giugno 2007, n. 139/07;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, approvato con deliberazione n. 156/07 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2007, n. 237/07 (di seguito: deliberazione n. 237/07);
- la deliberazione dell'Autorità 26 ottobre 2007, n. 272/07 (di seguito: deliberazione n. 272/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 febbraio 2008 VIS 11/08 (di seguito: deliberazione VIS 11/08);
- le Relazioni di servizio redatte dal Nucleo Speciale Tutela dei Mercati della Guardia di Finanza (di seguito: Nucleo Speciale) e trasmesse all'Autorità con note in data 14 dicembre 2007 (protocollo Autorità n. 033141), 11 gennaio 2008 (protocollo Autorità n. 001300), 1 febbraio 2008 (protocollo Autorità n. 0004027), 15 aprile 2008 (protocollo Autorità n. 010905), 9 maggio 2008 (protocollo Autorità n. 13393) e 27 maggio 2007 (protocollo Autorità n. 015691);
- le Relazioni di servizio redatte tra il 27 maggio 2008 e il 29 maggio 2008 presso gli uffici dell'Autorità dal personale del Nucleo Speciale comandato in stage presso l'Autorità.

Considerato che:

- a fronte di alcune segnalazioni pervenute agli uffici dell'Autorità, sono state emanate, con deliberazione n. 272/07, disposizioni urgenti a tutela dei clienti finali, al fine di assicurare agli stessi una scelta consapevole del fornitore di energia elettrica, attraverso informazioni corrette e chiare circa le modalità di erogazione del servizio, comprese le condizioni economiche o i prezzi di offerta, sia da parte dei soggetti esercenti il servizio di maggior tutela sia da parte delle società di vendita ai clienti del mercato libero;

- tali disposizioni prevedono, tra l'altro:
  a. obblighi riguardanti il servizio telefonico commerciale, i siti internet, gli sportelli fisici, i moduli e la documentazione contrattuale e le bollette degli esercenti il servizio di maggior tutela che svolgono in maniera integrata, anche transitoriamente, sia il servizio di maggior tutela sia l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero e delle società di vendita ai clienti del mercato libero appartenenti a gruppi societari nei quali è presente una società che svolge il servizio di maggior tutela, i quali utilizzino, nella comunicazione e nei rapporti con i clienti, il marchio del gruppo in maniera predominante rispetto all'identificativo della singola società;
  b. il divieto, per gli esercenti il servizio di maggior tutela, facenti parte di gruppi societari in cui sono state separate le società che svolgono l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero da quelle che svolgono il servizio di maggior tutela, di dare informazioni o attivare promozioni riguardanti le offerte commerciali delle società appartenenti al medesimo gruppo societario operanti nella vendita al mercato libero;
  c. l'obbligo, per gli esercenti il servizio di maggior tutela, di fornire, attraverso i punti di contatto telefonici o fisici, informazioni, ai clienti che lo richiedano e presso i quali siano stati installati misuratori elettronici non ancora abilitati alla telelettura, sui tempi previsti per l'abilitazione alla telelettura di tali misuratori e per l'accettazione della richiesta di applicazione dei prezzi biorari fissati con la deliberazione n. 237/07;
- con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha previsto di effettuare controlli anche, ove ritenuto opportuno, con la collaborazione del Nucleo Speciale, volti a verificare che:
  a. gli esercenti il servizio di maggior tutela tenuti al rispetto degli obblighi di cui ai punti 2, 3 e 4 della deliberazione n. 237/07 si siano posti nella condizione di accettare le richieste avanzate dai clienti già a partire dal mese di ottobre 2007, anche al fine di attribuire ai medesimi clienti, a partire dal 1° ottobre dello stesso mese, le condizioni economiche biorarie previste dal punto 4 della citata deliberazione;
  b. gli esercenti il servizio di maggior tutela e/o l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero attuino quanto previsto dalla deliberazione n. 272/07;
- a seguito del completamento di una prima parte di controlli, l'Autorità, riscontrando la non ottemperanza, da parte di 10 società, agli obblighi di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettera a), della deliberazione n. 272/07, riguardanti il servizio telefonico commerciale e, da parte di una società, agli obblighi di cui alla lettera d) del medesimo comma, riguardanti il sito internet, ha emanato, con deliberazione VIS 11/08, un provvedimento di diffida ad adempiere nei confronti delle medesime società;
- successivamente sono stati portati a termine i controlli relativi ad ulteriori 8 società, a seguito dei quali è emersa la non ottemperanza agli obblighi di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettera a), della deliberazione n. 272/07, riguardanti il servizio telefonico commerciale da parte delle società:
  a. AIM Vendite Srl, numeri telefonici del servizio clienti 800086226 e 800226226;

b. della società Iride Mercato SpA, numero telefonico del servizio clienti 800085355;
- dai medesimi controlli è emerso che le risposte fornite dagli operatori del servizio clienti delle società sottoposte a controlli con riguardo all'applicazione delle condizioni economiche biorarie appaiono in taluni casi non corrette o non esaustive;
- la società Iride Mercato Spa ha inviato, con comunicazione del 3 ottobre 2007 (prot. Autorità n. 27374), il programma di attività di cui al punto 5 della deliberazione n. 237/07, a differenza della società AIM Vicenza Energia SpA che non ha inviato tale programma di attività;
- dalle verifiche effettuate dalla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità, risulta che i siti internet delle seguenti società non consentono, al cliente che vi acceda, di ottenere informazioni e servizi sia per il servizio di maggior tutela sia per l'attività di vendita ai clienti del mercato libero, con la massima trasparenza e senza discriminazioni, così come previsto all'articolo 2, comma 2.1, lettera d), della deliberazione n. 272/07:
   a. AceaElectrabel Elettricità SpA, sito www.aceaelectrabel.it;
   b. AEM Acquisto e Vendita Energia SpA, sito www.aemenergia.it;
   c. AGSM Energia Srl, sito www.agsm.it;
   d. AIM Vendite Srl, sito www.aimvicenza.it;
   e. Iride Mercato SpA, sito www.iride-mercato.it;
- inoltre, dalla documentazione allegata ad alcuni reclami di clienti finali del servizio di maggior tutela, risulta che sulle bollette emesse dalla società AceaElectrabel SpA, non viene riportata l'indicazione di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettera c) della deliberazione n. 272/07.

Ritenuto che:

- sia necessario assicurare il rispetto degli obblighi di cui dall'articolo 2, comma 2.1, della deliberazione n. 272/07 per le società risultate inadempienti e che a tale fine sia opportuno intimare:
   a. alle società AIM Vendite Srl ed Iride Mercato SpA di adempiere agli obblighi di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettera a), entro 15 giorni dalla comunicazione del presente provvedimento e di inviare all'Autorità lo schema dell'albero fonico del servizio clienti aggiornato, compresi i messaggi pre-registrati, entro la medesima data;
   b. alle società AceaElectrabel Elettricità SpA, AEM Acquisto e Vendita Energia SpA, AIM Vendite Srl e Iride Mercato SpA, di adempiere agli obblighi di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettera d), della deliberazione n. 272/07 con riferimento al sito internet, entro 30 giorni dalla comunicazione del presente provvedimento;
   c. alla società AceaElectrabel Elettricità SpA, di adempiere agli obblighi di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettera c) della deliberazione n. 272/07 entro 60 giorni dalla comunicazione del presente provvedimento;
- il mancato adempimento, da parte delle società di cui ai precedenti punti a), b) e c), di quanto indicato al precedente alinea costituisca presupposto per l'avvio di istruttoria formale volta all'adozione di un provvedimento di cui all'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95;

- sia opportuno richiedere alle società AIM Vendite Srl, AIM Vicenza Energia SpA, Iride Mercato SpA e AEM Acquisto e Vendita Energia SpA, di inviare all'Autorità, entro 15 giorni dalla comunicazione del presente provvedimento, il dettaglio delle istruzioni impartite agli operatori del servizio telefonico commerciale, compresi gli eventuali script forniti ai medesimi operatori, per le risposte da fornire ai clienti che richiedano informazioni riguardanti il servizio di maggior tutela e/o il rientro nel medesimo servizio e/o l'attività di vendita ai clienti del mercato libero e/o informazioni riguardanti le condizioni economiche biorarie

DELIBERA

1. di intimare alle società AIM Vendite Srl ed Iride Mercato SpA di adempiere agli obblighi riguardanti il servizio telefonico commerciale di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettera a), della deliberazione n. 272/07 entro 15 giorni dalla data di ricevimento della comunicazione del presente provvedimento e di inviare all'Autorità lo schema dell'albero fonico (IVR), compresi i messaggi pre-registrati, aggiornato in inottemperanza ai suddetti obblighi, in formato audio e cartaceo;
2. di intimare alle società AceaElectrabel Elettricità SpA, AEM Acquisto e Vendita Energia Spa, AGSM Energia Srl, AIM Vendite Srl ed Iride Mercato SpA di adeguare il proprio sito internet a quanto previsto all'articolo 2, comma 2.1, lettera d), della deliberazione n. 272/07 entro 30 giorni dalla data di ricevimento della comunicazione del presente provvedimento;
3. di intimare alla società AceaElectrabel Elettricità SpA, di adeguare i propri documenti di fatturazione a quanto previsto all'articolo 2, comma 2.1, lettera c), della deliberazione n. 272/07 entro 60 giorni dalla data di ricevimento della comunicazione del presente provvedimento;
4. di richiedere alle società AEM Acquisto e Vendita Energia SpA, AIM Vendite Srl, AIM Vicenza Energia SpA ed Iride Mercato SpA di inviare all'Autorità, entro 15 giorni dalla data di ricevimento della comunicazione del presente provvedimento, il dettaglio delle istruzioni impartite agli operatori del servizio telefonico commerciale, compresi gli eventuali script forniti ai medesimi operatori, per le risposte da fornire ai clienti che richiedano informazioni riguardanti il servizio di maggior tutela e/o il rientro nel medesimo servizio e/o l'attività di vendita ai clienti del mercato libero e/o informazioni riguardanti le condizioni economiche biorarie;
5. di richiedere alle società AIM Vicenza Energia SpA ed Iride Mercato SpA di inviare all'Autorità, entro 15 giorni dalla data di ricevimento della comunicazione del presente provvedimento, informazioni relative a:
   a. numero di clienti finali serviti nel servizio di maggior tutela di cui al comma 19.3, lettera a), del TIV a cui è stata inviata l'informativa individuale di cui al punto 2. della deliberazione n. 237/07;
   b. numero di clienti finali serviti nel servizio di maggior tutela che hanno richiesto l'applicazione di condizioni economiche biorarie ai sensi del punto 3. della deliberazione n. 237/07;

c. numero di clienti finali serviti nel servizio di maggior che, a partire dal 1° ottobre 2007, hanno ottenuto l'applicazione delle condizioni economiche biorarie;

6. di prevedere che l'inottemperanza a quanto disposto ai precedenti punti 1, 2 e 3 costituisca presupposto per l'avvio di istruttorie formali per l'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95;
7. di comunicare alle società di cui ai punti 1, 2, 3, 4 e 5 il presente provvedimento mediante raccomandata con avviso di ricevimento;
8. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Città, 22 luglio 2008

Il presidente: Ortis

08A05912

DELIBERAZIONE 23 luglio 2008.

Disposizioni urgenti per l'esercizio del servizio di dispacciamento e avvio di procedimento per la modifica della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06. (Deliberazione ARG/elt 97/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 luglio 2008

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione 29 dicembre 2007, n. 350/07 (di seguito: deliberazione n. 350/07);
- la lettera della società Terna SpA (di seguito: Terna), prot. TE/P2008011042 del 22 luglio 2008, con la quale la medesima società ha comunicato, tra l'altro, la stima del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento (di seguito: *uplift*) (di seguito: prima lettera);
- la lettera di Terna, prot. TE/P2008011043 del 22 luglio 2008, con la quale Terna ha inviato una relazione in merito alle criticità nel dispacciamento del sistema elettrico in Sicilia ed in Sardegna (di seguito: seconda lettera).

Considerato che:

- l'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 stabilisce le modalità di determinazione su base trimestrale da parte di Terna dell'*uplift*;
- con la prima lettera Terna ha comunicato una previsione del valore dell'*uplift* per il periodo luglio-settembre 2008 pari a 7,8 €/MWh;
- il valore dell'*uplift* di cui al precedente alinea - il più alto tra quelli sino ad oggi registrati - è principalmente imputabile ad un aumento inusitato della spesa sostenuta e della spesa attesa da parte di Terna per l'approvvigionamento di risorse sul mercato per i servizi di dispacciamento (di seguito: MSD);
- tra le misure che incidono sulla spesa netta che Terna sostiene sul MSD per l'approvvigionamento delle risorse necessarie a garantire adeguati livelli di sicurezza, rientra l'identificazione delle unità che, essendo le uniche in grado di fornire risorse indispensabili in determinati ambiti della rete rilevante, risultano essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e devono pertanto essere incluse nell'elenco di cui all'articolo 63 della deliberazione n. 111/06;
- un'unità che risulti indispensabile per coprire il fabbisogno di energia elettrica di un determinato ambito territoriale è, a maggior ragione, essenziale per la fornitura di risorse per il servizio di dispacciamento ed in particolare della riserva di potenza attiva per una potenza non inferiore a quella per cui risulti indispensabile per coprire il fabbisogno elettrico;

- un'unità che si trovi nelle condizioni di cui al precedente alinea dovrebbe essere, pertanto, inclusa tra le unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico di cui all'articolo 63 della deliberazione n. 111/06 e, conseguentemente, sottoposta, per tutti i periodi rilevanti in cui si verifichino le medesime condizioni e per la quota di potenza per cui la medesima unità risulti essenziale, ai vincoli di cui agli articoli 64 e 65 della medesima deliberazione;
- Terna, nella seconda lettera, ha rilevato che nei periodi di alto carico (corrispondenti a circa 15 settimane l'anno per la Sicilia e 8 settimane l'anno per la Sardegna) tutte le unità di produzione connesse con la rete elettrica in Sicilia e in Sardegna risultano necessarie alla copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva;
- Terna, nella seconda lettera, ha altresì rilevato che in alcune condizioni di funzionamento è necessario limitare la potenza disponibile delle unità di produzione di cui al precedente alinea per garantire il funzionamento sicuro del sistema;
- ai fini delle valutazioni dell'essenzialità delle unità di produzione per garantire la sicurezza del sistema e della conseguente opportunità di inserire le medesime unità nell'elenco di cui all'articolo 63 della deliberazione n. 111/06 devono essere tenute debitamente in conto le limitazioni di cui al precedente alinea sulle altre unità.

Considerato, inoltre, che:

- la spesa netta che Terna sostiene su MSD per l'approvvigionamento delle risorse necessarie a garantire adeguati livelli di sicurezza dipende da diversi elementi tra cui:
  - l'entità delle congestioni che devono essere risolte su MSD, a causa della presenza di vincoli di trasporto tra i nodi della rete rilevante che non sono risolti sul mercato del giorno prima (di seguito: MGP) a causa di una eccessiva aggregazione in zone della rete rilevante e/o della determinazione dei limiti di transito tra le zone;
  - l'entità delle congestioni che devono essere risolte su MSD a causa della deviazione dei flussi fisici sulle diverse frontiere con i Paesi esteri rispetto a quelli utilizzati per la determinazione dei limiti di scambio commerciali;
  - la presenza di unità di produzione necessarie alla copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva;
- sebbene non sia possibile limitare ad un livello predeterminato il valore assunto dalla spesa netta per l'approvvigionamento su MSD delle risorse necessarie a garantire adeguati livelli di sicurezza, Terna ha diversi strumenti a sua disposizione per potere operare un contenimento di detta spesa netta; in particolare Terna, tra l'altro, può:
  - adottare le azioni necessarie a massimizzare le risorse disponibili nel MSD, anche attraverso l'abilitazione alla partecipazione al medesimo mercato di unità in grado di modulare parzialmente la propria immissione, secondo quanto già raccomandato dall'Autorità a Terna con la deliberazione n. 350/07;

- sviluppare la rete aumentando la capacità di trasporto e/o la sicurezza del sistema, in modo da permettere l'aumento della concorrenza non solo nel mercato all'ingrosso ma anche nel MSD;
- proporre all'Autorità una struttura del MSD più rispondente ai requisiti previsti dalla deliberazione n. 111/06;
- intervenire nell'ambito delle associazioni internazionali cui appartiene, quali UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*) ed ETSO (*European Transmission System Operators*) al fine di prevedere che il gestore di rete di ciascun Paese sia responsabilizzato sulla differenza misurata su ciascuna frontiera tra programmi di scambio commerciali ed i corrispondenti flussi fisici; ovvero che il gestore di rete del Paese esportatore contribuisca a sostenere i costi provocati da detta differenza al gestore di rete del Paese importatore;

- l'utilizzo efficiente da parte di Terna anche solo di alcuni degli strumenti a sua disposizione possa consentire una riduzione della spesa netta sostenuta sul MSD per l'approvvigionamento delle risorse necessarie a garantire adeguati livelli di sicurezza rispetto ai valori corrispondenti all'*uplift* comunicato con la prima lettera.

Ritenuto che:

- sia necessario che Terna provveda ad inserire nell'elenco delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico di cui all'articolo 63 della deliberazione n. 111/06 tutte le unità nelle condizioni sopra descritte;
- sia necessario che Terna verifichi la presenza di eventuali situazioni analoghe a quelle rilevate per la rete elettrica in Sicilia ed in Sardegna sul resto del territorio nazionale, al fine dell'identificazione di eventuali unità di produzione da inserire nell'elenco di cui all'articolo 63 della deliberazione n. 111/06;
- sia necessario che Terna riveda, in riduzione, la previsione dell'*uplift* per il periodo luglio-settembre 2008, tenendo conto delle disposizioni della presente deliberazione;
- sia opportuno avviare un procedimento al fine di verificare le modalità per incentivare Terna ad adottare soluzioni efficienti nel dispacciamento dell'energia elettrica, al fine di contenere la spesa netta sostenuta dalla stessa su MSD, in quanto la condotta attualmente assunta risulta insostenibile per gli oneri da essa derivanti;
- una possibile modalità di incentivazione di Terna nell'erogazione del servizio di dispacciamento potrebbe basarsi sulla correlazione tra la remunerazione del medesimo servizio e la differenza tra la spesa netta dalla stessa sostenuta su MSD e la spesa corrispondente all'erogazione del servizio con adeguati livelli di efficienza, perseguiti attraverso l'utilizzo degli strumenti a disposizione di Terna

DELIBERA

1. che Terna provveda con la massima urgenza e comunque non oltre il 31 luglio 2008 ad inserire nell'elenco delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, di cui all'articolo 63 della deliberazione n. 111/06, tutte le unità abilitate connesse con la rete elettrica in Sicilia e in Sardegna nei limiti di quanto addotto in motivazione, secondo le modalità previste nella medesima deliberazione;
2. che Terna provveda ad analizzare l'esistenza sul territorio nazionale di altre eventuali situazioni in cui si rendono necessari interventi analoghi a quelli adottati ai sensi del precedente punto 1. e ad informare, entro il 31 luglio 2008, l'Autorità in merito agli esiti delle medesime analisi;
3. di prevedere che Terna determini il valore del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 per il trimestre luglio – settembre 2008, tenendo conto dell'impatto delle misure di cui al punto 1.;
4. di avviare un procedimento ai fini della formazione di provvedimenti in materia di incentivazione di Terna nell'erogazione del servizio di dispacciamento nei termini indicati in motivazione e di prevedere che il procedimento si concluda entro il 30 (trenta) novembre 2008;
5. di attribuire al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità la responsabilità del procedimento, conferendogli mandato per la proposta, anche attivando in forme opportune la consulenza di esperti indipendenti, di documenti per la consultazione degli operatori;
6. di trasmettere il presente provvedimento a Terna;
7. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Città, 23 luglio 2008

Il presidente: ORTIS

08A05913

DELIBERAZIONE 23 luglio 2008.

Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica. (Deliberazione ARG/elt 98/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 luglio 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 24 ottobre 2005, recante l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo n. 79/99;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 dicembre 2004, n. 250/04;
- la deliberazione dell'Autorità 24 marzo 2005, n. 50/05;
- la deliberazione dell'Autorità 29 aprile 2005, n. 79/05;
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2005, n. 138/05;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 281/05);
- la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2006, n. 39/06;
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06;
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2007, n. 330/07 (di seguito: deliberazione n. 330/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 351/07;
- la proposta di integrazione al Codice di trasmissione e dispacciamento (di seguito: Codice di rete) trasmessa dalla società Terna Spa (di seguito: Terna) in data 29 aprile 2008, prot. n. TE/P2008007321 (prot. Autorità n. 012815 del 2 maggio 2008) in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica (di seguito: lettera del 29 aprile 2008);
- la norma del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 11-32 (di seguito: norma CEI 11-32).

Considerato che:

- con la deliberazione n. 330/07, l'Autorità ha stabilito, tra l'altro, che, entro 60 giorni dall'entrata in vigore della predetta deliberazione, Terna sottoponesse all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo economico, per le verifiche di propria competenza ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, un'integrazione al Codice di rete specificante le condizioni di attivazione, totali o parziali, delle disposizioni di cui all'Appendice 6 alla norma CEI 11-32, unitamente ad un rapporto individuante:
  - i presupposti su cui si basano le proposte presentate dalla medesima Terna;
  - le contromisure, alternative all'attivazione delle disposizioni di cui all'Appendice 6 alla norma CEI 11-32, necessarie al fine del mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico con riferimento allo stato attuale e futuro del sistema elettrico;
  - eventuali necessità di adeguamento degli impianti eolici esistenti con l'indicazione delle motivazioni per le quali tali adeguamenti si rendono necessari e delle possibili modalità di copertura degli oneri conseguenti;
- con la lettera del 29 aprile 2008, Terna ha trasmesso all'Autorità una proposta di integrazione al Codice di rete specificante le condizioni di attivazione, totali o parziali, delle disposizioni di cui all'Appendice 6 alla norma CEI 11-32 (di seguito: proposta di integrazione al Codice di rete), nonché un rapporto tecnico individuante quanto specificato nel precedente alinea (di seguito: rapporto tecnico);
- le prestazioni tecniche oggetto di richiesta da parte di Terna nei confronti degli impianti di produzione da fonte eolica consistono nel:
  a) prestare insensibilità agli abbassamenti di tensione;
  b) disporre di capacità regolazione di potenza attiva;
  c) prestare azioni di riduzione di potenza immessa in rete/distacco di generazione;
  d) disporre capacità di regolazione della potenza reattiva;
  e) prestare azioni di inserimento graduale della potenza immessa in rete;
- sulla base degli elementi indicati nella lettera del 29 aprile 2008 emerge che le prestazioni tecniche di cui al precedente alinea dovrebbero essere rese disponibili:
  a) da tutti gli impianti eolici non ancora connessi e/o in esercizio;
  b) da una parte consistente di impianti eolici già connessi e in esercizio (di seguito: impianti esistenti) in maniera differenziata a livello geografico con maggiore incidenza sugli impianti esistenti in Sardegna e in Sicilia;
- l'esigenza di cui alla precedente lettera b) implica una serie di interventi rilevanti sugli impianti esistenti per i quali, sulla base degli elementi forniti, non è possibile valutare l'impatto sulle imprese di produzione in termini di costo; e che, il rapporto tecnico non reca le possibili modalità di copertura degli oneri conseguenti all'adeguamento degli impianti esistenti, richiamando unicamente la necessità di attuare meccanismi che promuovano il predetto adeguamento;
- gli adeguamenti richiesti sugli impianti esistenti, stante la prevedibile differenziazione delle soluzioni impiantistiche attualmente in esercizio, potrebbero essere realizzati secondo criteri di minimizzazione dell'impatto sui produttori;
- eventuali meccanismi di promozione dell'adeguamento degli impianti dovrebbero essere rapportati al costo opportunità sostenuto dal sistema per l'attivazione delle contromisure di carattere alternativo, includendo tra tali misure eventuali sviluppi della rete esistente;

- Terna ha rappresentato che le misure alternative all'adeguamento degli impianti esistenti potrebbero consistere nella richiesta di riduzione preventiva del livello di generazione della produzione eolica, per periodi di tempo predefiniti e dipendenti dalle previsioni del rischio di funzionamento critico del sistema elettrico, nonché nell'eventuale attivazione di azioni di alleggerimento carico in Sardegna e in Sicilia.

Ritenuto che sia opportuno:

- verificare positivamente la proposta di integrazione al Codice di rete, presentata da Terna con la lettera del 29 aprile 2008, limitando la sua applicabilità agli impianti eolici non ancora entrati in esercizio e, per i quali, non sia ancora stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla deliberazione n. 281/05;
- prevedere che Terna proceda ad una ricognizione tecnica degli impianti eolici attualmente in esercizio o che abbiano già accettato la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla deliberazione n. 281/05 e per i quali potrebbe risultare necessario procedere ad adeguamenti impiantistici secondo quanto indicato nella proposta di integrazione al Codice di rete;
- prevedere che Terna, per gli impianti individuati nella ricognizione di cui al precedente alinea, determini i costi e i tempi necessari all'adeguamento alla luce di quanto indicato nella proposta di integrazione al Codice di rete, dandone comunicazione all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico;
- rimandare a successivi provvedimenti eventuali decisioni in merito all'adeguamento degli impianti esistenti

DELIBERA

1. la proposta di integrazione al Codice di rete è verificata positivamente con applicabilità limitata agli impianti eolici che, alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, non siano ancora entrati in esercizio e, per i quali, non sia ancora stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla deliberazione n. 281/05;
2. entro 90 (novanta) giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento, Terna è tenuta a trasmettere all'Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico un rapporto recante gli esiti della ricognizione tecnica degli impianti eolici attualmente in esercizio o che abbiano già accettato la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla deliberazione n. 281/05 e per i quali risulterebbe necessario procedere ad adeguamenti impiantistici secondo quanto indicato nella proposta di integrazione al Codice di rete. Tale rapporto indica, per gli impianti individuati nella ricognizione tecnica, i costi e i tempi necessari all'adeguamento degli impianti alla luce di quanto indicato nella proposta di integrazione al Codice di rete;
3. i produttori interessati dalla ricognizione di cui al precedente punto 2 sono tenuti a fornire a Terna, secondo quanto stabilito dalla medesima, le informazioni necessarie alla ricognizione tecnica;
4. di trasmettere la presente deliberazione al Ministero dello Sviluppo Economico e a Terna;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Città, 23 luglio 2008

Il presidente: Ortis

08A05914

DELIBERAZIONE 23 luglio 2008.

Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA). (Deliberazione ARG/elt 99/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 luglio 2008

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica che abroga la direttiva 96/92/CE;
- la direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 (di seguito: direttiva 2001/77/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, recante attuazione della direttiva 2001/77/CE, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 29 novembre 2007, n. 222/07;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244/07 (di seguito: legge n. 244/07);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 21 ottobre 2005, recante "Modalità e criteri per il rilascio dell'esenzione dalla disciplina del diritto di accesso dei terzi alle nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Stati" (di seguito: decreto 21 ottobre 2005);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, recante "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387";
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 11 aprile 2008, recante "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici";
- gli articoli 1224 e 1382 del Codice Civile;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 luglio 2004, n. 136/04 (di seguito: deliberazione n. 136/04);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 281/05);
- la deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06 (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2007, n. 40/07 (di seguito: deliberazione n. 40/07);

- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 88/07 (di seguito: deliberazione n. 88/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 89/07 (di seguito: deliberazione n. 89/07);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07;
- la deliberazione dell'Autorità 22 novembre 2007, n. 290/07;
- la deliberazione dell'autorità 11 dicembre 2007, n. 312/07;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, allegato alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2008, n. ARG/ELT 33/08 (di seguito: deliberazione n. 33/08);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2008, n. VIS 8/08;
- il documento per la consultazione 31 luglio 2007, atto n. 30/07, recante "Attuazione del decreto legislativo n. 20/07 in materia di cogenerazione ad alto rendimento";
- il documento per la consultazione 1 agosto 2007, atto n. 32/07, recante "Testo unico delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione" (di seguito: documento per la consultazione 1 agosto 2007);
- il documento per la consultazione 28 febbraio 2008 recante "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica. - Orientamenti ulteriori rispetto al documento per la consultazione 1 agosto 2007, Atto n. 32/2007" (di seguito: documento per la consultazione 28 febbraio 2008);
- il documento per la consultazione 21 maggio 2008, recante "Regolamento per la risoluzione delle controversie tra produttori e gestori di rete, ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera f-ter), del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03";
- il documento per la consultazione 6 giugno 2008, recante "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM)" (di seguito documento per la consultazione 6 giugno 2008);
- la norma del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 0-16 (di seguito: norma CEI 0-16).

Considerato che:

- l'articolo 23, comma 1., lettera f), della direttiva 2003/54/CE, stabilisce che le condizioni di connessione dei nuovi produttori di elettricità siano obiettive, trasparenti e non discriminatorie, e che, in particolare, tengano pienamente conto dei costi e dei vantaggi delle diverse tecnologie basate, tra l'altro, sulle fonti energetiche rinnovabili;
- la legge n. 481/95:
  a) all'articolo 1, comma 1, attribuisce all'Autorità competenze in materia di promozione della concorrenza e dell'efficienza dei servizi di pubblica utilità;

b) all'articolo 2, comma 12, lettera d), stabilisce che l'Autorità definisca le condizioni tecniche ed economiche di accesso e di interconnessione alle reti; e che, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della medesima legge, l'Autorità emani direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte degli esercenti, in particolare per il servizio di connessione alle reti elettriche;
c) all'articolo 2, comma 12, lettera h), stabilisce che l'Autorità emani le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi, definendo in particolare i livelli generali di qualità riferiti al complesso delle prestazioni e i livelli specifici di qualità riferiti alla singola prestazione da garantire all'utente;
d) all'articolo 2, comma 12, lettera g), stabilisce che l'Autorità controlli lo svolgimento dei servizi con poteri di ispezione, di accesso, di acquisizione della documentazione e delle notizie utili, determinando altresì i casi di indennizzo automatico da parte del soggetto esercente il servizio nei confronti dell'utente ove il medesimo soggetto eroghi il servizio con livelli qualitativi inferiori a quelli stabiliti ai sensi delle disposizioni di cui al medesimo comma, lettera h);

- ai sensi delle richiamate disposizioni di cui alla legge n. 481/95 le condizioni stabilite dall'Autorità per l'erogazione dei servizi di pubblica utilità devono essere adottate nel rispetto dei principi di efficienza economica;
- l'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, stabilisce che le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio, purché siano rispettate le regole tecniche, nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità in materia;
- per quanto riguarda l'erogazione del servizio di connessione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, il decreto legislativo n. 387/03, come modificato e integrato dalla legge n. 244/07, all'articolo 14 stabilisce che l'Autorità emani specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione di detto servizio prevedendo:
  a) la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per la realizzazione degli impianti di utenza e di rete per la connessione;
  b) le procedure, i tempi e i criteri per la determinazione dei costi, a carico del produttore, per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione della soluzione definitiva di connessione;
  c) i criteri per la ripartizione dei costi di connessione tra il nuovo produttore e il gestore di rete;
  d) le regole nel cui rispetto gli impianti di rete per la connessione possono essere realizzati interamente dal produttore, individuando, altresì, i provvedimenti che il gestore della rete deve adottare al fine di definire i requisiti tecnici di detti impianti e, per i casi nei quali il produttore non intenda avvalersi di tale facoltà, le iniziative che il gestore di rete deve adottare al fine di ridurre i tempi di realizzazione;
  e) la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per la connessione di nuovi impianti;

f) le modalità di ripartizione dei costi fra tutti i produttori che beneficiano delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete. Dette modalità, basate su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori tengono conto dei benefici che i produttori già connessi e quelli collegatisi successivamente e gli stessi gestori di rete traggono dalle connessioni;

g) termini perentori per le attività poste a carico dei gestori di rete, individuando sanzioni e procedure sostitutive in caso di inerzia;

h) ai sensi del paragrafo 5 dell'articolo 23 della direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, e dell'articolo 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, procedure di risoluzione delle controversie insorte fra produttori e gestori di rete con decisioni, adottate dall'Autorità, vincolanti fra le parti;

i) l'obbligo di connessione prioritaria alla rete degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, anche nel caso in cui la rete non sia tecnicamente in grado di ricevere l'energia prodotta, ma possano essere adottati interventi di adeguamento congrui;

j) che gli interventi obbligatori di adeguamento della rete di cui alla precedente lettera includano tutte le infrastrutture tecniche necessarie per il funzionamento della rete e tutte le installazioni di connessione, anche per gli impianti per autoproduzione, con parziale cessione alla rete dell'energia elettrica prodotta;

k) che i costi associati alla connessione siano ripartiti con le modalità di cui alla precedente lettera f) e che i costi associati allo sviluppo della rete siano a carico del gestore della rete;

l) le condizioni tecnico-economiche per favorire la diffusione, presso i siti di consumo, della generazione distribuita e della piccola cogenerazione mediante impianti eserciti tramite società terze, operanti nel settore dei servizi energetici, comprese le imprese artigiane e le loro forme consortili.

- per quanto riguarda l'erogazione del servizio di connessione per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, l'articolo 7, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 20/07 stabilisce che l'Autorità definisca le condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi:

  a) prevedendo la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per la realizzazione degli impianti di utenza e di rete per la connessione;

  b) fissando procedure, tempi e criteri per la determinazione dei costi, a carico del produttore, per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione della soluzione definitiva di connessione;

  c) stabilendo i criteri per la ripartizione dei costi di connessione tra il nuovo produttore e il gestore di rete;

  d) stabilendo le regole nel cui rispetto gli impianti di rete per la connessione possono essere realizzati interamente dal produttore, individuando i provvedimenti che i gestori di rete devono adottare al fine di definire i requisiti tecnici di detti impianti; stabilendo, nei casi in cui il produttore non intenda avvalersi di questa facoltà, quali sono le iniziative che i gestori di rete devono adottare al fine di ridurre i tempi di realizzazione;

e) prevedendo la pubblicazione, da parte dei gestori di rete delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per la connessione dei nuovi impianti;

f) definendo le modalità di ripartizione dei costi fra i produttori che beneficiano delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete. Tali modalità, basate su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori, tengono conto dei benefici che i produttori già connessi, quelli collegatisi successivamente e gli stessi gestori di rete traggono dalle connessioni,

potendo prevedere, inoltre, condizioni particolarmente agevoli per l'accesso alla rete dell'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento prodotta da unità di piccola cogenerazione (cioè di potenza inferiore a 1 MW) o micro-cogenerazione (cioè di potenza inferiore a 50 kW).

Considerato che:

- le condizioni tecnico economiche stabilite dall'Autorità si articolano in condizioni di carattere:
  a) tecnico, finalizzate a stabilire le regole tecniche per la connessione alle reti elettriche degli impianti elettrici degli utenti e per l'interoperabilità tecnica della connessione;
  b) procedurale, finalizzate a stabilire le procedure e i flussi informativi necessari all'erogazione del servizio di connessione;
  c) economico, finalizzate a stabilire il livello dei corrispettivi di connessione;
- per quanto concerne il quadro relativo alle condizioni di carattere tecnico:
  a) con la deliberazione n. 250/04, l'Autorità ha fornito le proprie direttive relative alle regole tecniche per la connessione alla rete di trasmissione nazionale contenute nel Codice di trasmissione e di dispacciamento adottato dalla società Terna Spa ai sensi del DPCM 11 maggio 2004;
  b) con la deliberazione n. 33/08, l'Autorità ha adottato le condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV contenute nella norma CEI 0-16;
  c) è tuttora in corso di svolgimento la definizione di condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale fino a 1 kV. Nelle more di tale definizione sono operative le regole tecniche di connessione autonomamente definite dalle imprese di distribuzione ai sensi dell'articolo 9, comma 9.6, della deliberazione n. 89/07;
- per quanto concerne il quadro relativo alle condizioni di carattere procedurale ed economico la deliberazione n. 281/05 e la deliberazione n. 89/07 definiscono le condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi a tensione nominale, rispettivamente, superiore ad 1 kV e minore o uguale ad 1 kV, stabilendo, inoltre:
  a) disposizioni particolari per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in coerenza con quanto previsto dall'articolo 14 del decreto legislativo n. 387/03;
  b) forme di indennizzo automatico verso il soggetto richiedente la connessione nel caso di mancato rispetto delle tempistiche definite per la comunicazione del punto di consegna e per l'esecuzione dei lavori di connessione;

- con sentenza n. 2823 del 2006 (di seguito: sentenza del TAR n. 2823/2006), il Tribunale Amministrativo della Lombardia ha annullato l'articolo 13, comma 13.4, della deliberazione n. 281/05 sulla base della motivazione per la quale, l'Autorità avrebbe omesso di adottare un meccanismo di riparto dei costi proporzionale ai benefici conseguiti da tutti i produttori per effetto di realizzazione di opere corrispondenti a soluzioni tecniche minime potenzialmente idonee ad arrecare beneficio a terzi (che, nel qual caso, devono essere chiamati a sostenerne i costi nelle forme e nei modi che spetta all'Autorità definire).

Considerato che:

- con i documenti per consultazione 1 agosto 2007 e 28 febbraio 2008 l'Autorità ha avviato l'integrazione e la razionalizzazione delle disposizioni, attualmente contenute nelle deliberazioni n. 281/05 e n. 89/07, per la connessione delle utenze attive (impianti di utenza comprendenti impianti di produzione di energia elettrica), al fine di pervenire ad un testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (di seguito: testo integrato per le connessioni attive);
- con il documento per la consultazione 28 febbraio 2008, l'Autorità ha altresì richiesto l'invio di informazioni riguardanti i flussi informativi finalizzati alla gestione dei dati relativi alla generazione diffusa;
- in esito al documento per la consultazione 1 agosto 2007:
  a) i soggetti produttori:
     - condividendo l'approccio adottato dall'Autorità, hanno auspicato un'azione maggiormente incisiva da parte della medesima Autorità volta a stabilire un quadro di regole certo, trasparente e definito in maniera tale da ridurre il più possibile i margini di interpretazione delle regole;
     - hanno fatto rilevare l'incidenza che comporta per i produttori la definizione, da parte delle imprese distributrici, della soluzione tecnica minima per la connessione secondo i principi dello sviluppo razionale del sistema di distribuzione e l'utilizzo di soluzioni e di dimensionamento per intervalli standardizzati dei componenti adottati dal gestore di rete a cui la connessione si riferisce, facendo notare come l'applicazione di tali principi comporta inevitabilmente un livello di discrezionalità da parte delle imprese distributrici che ha portato, in molti casi, a contenziosi difficili da dirimire;
  b) i gestori di rete hanno rappresentato l'opportunità di effettuare approfondimenti sulla metodologia proposta dall'Autorità per la regolamentazione del servizio di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con particolare riguardo alla determinazione in via convenzionale dei corrispettivi di connessione alle reti di distribuzione come indicato nel predetto documento per la consultazione;
- in esito al documento per la consultazione 28 febbraio 2008:
  a) i soggetti produttori hanno segnalato la necessità di:
     - ridurre i tempi necessari all'elaborazione dei preventivi per la connessione e i tempi per la realizzazione della connessione;

- ridurre al minimo i tempi di validità del preventivo di connessione per evitare speculazioni che porterebbero alla saturazione della potenza massima connettibile, soprattutto nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, in alcune particolari aree;
- limitare la possibilità di presentare richieste di connessione a cui non corrisponde un effettivo progetto di realizzazione di un impianto di produzione;
- introdurre termini massimi vincolanti entro cui i soggetti richiedenti la connessione siano tenuti a iniziare i lavori di realizzazione degli impianti di produzione;
- prevedere che al momento della richiesta di connessione si attesti la disponibilità del sito sul quale realizzare l'impianto di produzione;
- prevedere le medesime condizioni tecniche ed economiche per la connessione alla rete in alta tensione, evitando la distinzione tra la rete gestita da Terna e la rete gestita dai distributori;
- prevedere valori di indennizzi automatici tali da disincentivare al massimo i ritardi circa gli adempimenti dei gestori di rete;

b) i gestori di rete hanno posto in evidenza:
- che un sistema di corrispettivi convenzionali non assicurerebbe la piena copertura dei costi sostenuti per l'erogazione del servizio di connessione considerata la grande varietà delle tipologie di connessione e dei relativi costi derivante dalle diversità degli ambiti in cui il servizio di connessione può essere erogato;
- l'opportunità di limitare il sistema di corrispettivi convenzionali alle sole connessioni in bassa e media tensione;
- la necessità di differenziare i corrispettivi convenzionali per livello di tensione assumendo la cabina MT/BT di riferimento per le connessioni in bassa tensione e la cabina AT/MT di riferimento per le connessioni in media tensione;
- che la richiesta di informazioni preliminari, introducendo un ulteriore livello di interlocuzione tra il gestore di rete e il produttore, appesantisce gli iter per la connessione specialmente alla luce dell'espansione del fenomeno di richieste per la connessione;
- che consentire al richiedente l'individuazione del punto di connessione potrebbe essere un ostacolo per lo sviluppo razionale, funzionale e sostenibile della rete di trasmissione nel suo complesso in una determinata area;
- la necessità fondamentale di unicità del soggetto titolare della connessione;
- l'opportunità che la nuova normativa venga applicata a valle di un congruo margine di tempo dalla sua approvazione tale da consentire l'implementazione delle procedure e che la nuova normativa trovi applicazione per le richieste di connessione presentate successivamente all'entrata in vigore della medesima;
- la previsione di un tetto massimo per gli indennizzi, perché in caso contrario la disciplina assumerebbe un valore punitivo, senza comunque porre al riparo i gestori di rete da possibili azioni legali di risarcimento danni da parte dei produttori;

- i processi di consultazione non hanno fornito elementi sufficienti per procedere a definire una disciplina dei flussi informativi sulla gestione dei dati relativi alla generazione diffusa;
- gli elementi di cui al precedente alinea devono essere analizzati anche alla luce degli elementi trasmessi in esito al processo di consultazione avviato con la pubblicazione del documento per la consultazione 6 giugno 2008;
- il regolamento per la risoluzione delle controversie di cui all'articolo 14, comma2, lettera *f-ter)*, del decreto legislativo n. 387/03, è stato oggetto di separato processo di consultazione.
- l'equilibrio economico-finanziario delle imprese è comunque garantito dai meccanismi tariffari previsti per il servizio di trasmissione e di distribuzione che, per la medesima distribuzione, prevedono anche istituiti specifici, quali la perequazione specifica aziendale.

Ritenuto opportuno:

- adottare condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica:
  a) stabilendo un sistema di corrispettivi convenzionali per le connessioni alle reti di bassa e media tensione sulla base di esigenze di semplicità e di trasparenza nei confronti dei soggetti operanti nell'ambito della generazione diffusa da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento tenendo conto dei principi stabiliti dal decreto legislativo n. 387/03 e articolando il predetto sistema di corrispettivi in maniera tale da trasferire ai produttori un segnale economico che comprenda una componente proporzionale alla consistenza dell'impianto di rete per la connessione convenzionalmente necessario al soddisfacimento della richiesta di connessione, nonché una componente proporzionale al grado di utilizzo dei medesimi;
  b) rivedendo la definizione delle modalità di determinazione del corrispettivo di connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi in alta tensione alla luce di quanto indicato nella sentenza del TAR n. 2823/2006;
  c) non prevedendo la possibilità di una richiesta di connessione preliminare, pur tuttavia prevedendo la possibilità per il soggetto richiedente la connessione di indicare un punto preferenziale per la connessione che dovrà essere preso a riferimento nell'ambito dell'elaborazione della soluzione per la connessione, fermi restando i vincoli di funzionamento in sicurezza del sistema elettrico esistente;
  d) prevedendo che la realizzazione delle opere di connessione possa essere svolta anche parallelamente alla realizzazione dell'impianto di produzione, ferma restando la messa a disposizione, da parte del produttore, delle infrastrutture necessarie sul punto di connessione alla realizzazione fisica dell'impianto di rete per la connessione;
  e) introducendo una razionalizzazione delle procedure e delle tempistiche per l'erogazione del servizio di connessione verso la generazione diffusa;

f) stabilendo un sistema di indennizzi automatici che l'impresa distributrice è tenuta a corrispondere al produttore nel caso in cui la connessione alla rete non sia completata entro i termini previsti prevedendo che:
   - il sistema di indennizzi automatici sia parametrato unicamente al ritardo accumulato;
   - la corresponsione degli indennizzi non limiti il risarcimento alla prestazione dovuta, mantenendo il diritto del soggetto responsabile della connessione alla richiesta di risarcimento della quota di danno eventualmente non coperta attraverso il predetto sistema di indennizzi;
   - la misura del corrispettivo sia tale da incentivare i gestori di rete al rispetto delle tempistiche di erogazione del servizio di connessione tenendo conto anche del fatto che la mancata connessione di impianti di produzione da fonte rinnovabile e da cogenerazione ad alto rendimento determina un danno ambientale;

- raccogliere le condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica in forma di testo integrato;
- adottare il regolamento per la risoluzione delle controversie di cui all'articolo 14, comma 2, lettera *f-ter)*, del decreto legislativo n. 387/03, tramite diverso provvedimento

DELIBERA

1. di approvare il Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA) di cui *all'Allegato A*, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente provvedimento;
2. l'Allegato A ha effetti a decorrere dall'1 gennaio 2009. A decorrere dalla medesima data, la deliberazione n. 281/05 e n. 89/07 continuano ad esplicare i loro effetti unicamente per le richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008;
3. le soluzioni tecniche minime generali predisposte in applicazione della deliberazione n. 281/05 cessano di validità qualora il soggetto che ha effettuato una richiesta di connessione non comunichi al gestore di rete l'inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica entro le tempistiche di cui all'articolo 31, commi 31.1 e 31.2, dell'Allegato A, applicate con decorrenza dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento. I gestori di rete sono tenuti a dare comunicazione ai soggetti interessati delle disposizioni di cui al presente punto entro 60 (sessanta) giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento;
4. all'articolo 2 della deliberazione n. 90/07, il comma 2.1 è sostituito dal seguente:

   "2.1 Ai fini della richiesta e della realizzazione della connessione di un impianto solare fotovoltaico alle reti con obbligo di connessione di terzi si applica quanto stabilito dall'Autorità in materia di condizioni tecnico-economiche per la connessione alle predette reti.";

5. entro il 15 dicembre 2008, le imprese distributrici e la società Terna Spa sono tenute ad adeguare i propri regolamenti, procedure, modalità e condizioni contrattuali in aderenza alle disposizioni di cui all'Allegato A al presente provvedimento;
6. di dare mandato al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità di monitorare l'attuazione del presente provvedimento e di proporre all'Autorità uno o più provvedimenti per l'aggiornamento del medesimo sulla base degli esiti del predetto monitoraggio;
7. di trasmettere la presente deliberazione al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico;
8. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Città, 23 luglio 2008

Il presidente: ORTIS

Allegato A

TESTO INTEGRATO DELLE CONDIZIONI TECNICHE ED ECONOMICHE PER LA CONNESSIONE ALLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE

(TESTO INTEGRATO DELLE CONNESSIONI ATTIVE – TICA)

PARTE I

PARTE GENERALE

TITOLO I
DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 come successivamente modificato e integrato, integrate come segue:

a) **accettazione del preventivo per la connessione** è l'accettazione da parte del richiedente delle condizioni esposte nel preventivo per la connessione;
b) **connessione** è il collegamento ad una rete di un impianto elettrico per il quale sussiste la continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la rete medesima;
c) **data di invio di una comunicazione** è:
   - per le comunicazioni scritte, la data risultante dalla ricevuta del fax, ovvero dalla ricevuta o timbro postale di invio;
   - per le comunicazioni trasmesse tramite portale informatico, la data di inserimento della comunicazione nel sistema informativo comprovata da apposita ricevuta rilasciata all'atto dell'inserimento;
   - per le comunicazioni trasmesse tramite posta elettronica certificata, la data di invio della comunicazione;
   - per le comunicazioni presentate presso uffici, la data di presentazione a fronte del rilascio di una ricevuta;
d) **data di completamento della connessione** è la data di invio del documento relativo al completamento della realizzazione e alla disponibilità all'entrata in esercizio della connessione;
e) **data di accettazione del preventivo per la connessione** è la data di invio del documento relativo all'accettazione del preventivo per la connessione;
f) **data di completamento dell'impianto** è la data di invio della comunicazione del completamento della realizzazione dell'impianto di produzione;
g) **data di messa a disposizione del preventivo per la connessione** è la data di invio del documento relativo al preventivo per la connessione;
h) **data di ricevimento di una comunicazione** è:
   - per le comunicazioni scritte, la data risultante dalla ricevuta del fax, ovvero dalla ricevuta o timbro postale di ricevimento;

- per le comunicazioni trasmesse tramite portale informatico, la data di inserimento della comunicazione nel sistema informativo comprovata da apposita ricevuta rilasciata all'atto dell'inserimento;
- per le comunicazioni trasmesse tramite posta elettronica certificata, la data di invio della comunicazione;
- per le comunicazioni presentate presso uffici, la data di presentazione a fronte del rilascio di una ricevuta;

i) **data di completamento dei lavori sul punto di connessione** è la data di ricevimento della comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione che il richiedente è tenuto a rendere disponibili sul punto di connessione;

j) **giorno lavorativo** è un giorno non festivo della settimana compreso tra lunedì e venerdì inclusi;

k) **gestore di rete** è il soggetto concessionario del servizio di distribuzione o di trasmissione della rete elettrica;

l) **GSE** è la società Gestore dei servizi elettrici - GSE Spa;

m) **impresa distributrice** è l'impresa di cui all'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, concessionaria del servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai sensi dei medesimi articolo e comma;

n) **impianto di produzione** è l'insieme del macchinario, dei circuiti, dei servizi ausiliari, delle apparecchiature e degli eventuali carichi per la generazione di energia elettrica;

o) **impianto per la connessione** è l'insieme degli impianti necessari per la connessione alla rete di un impianto di produzione;

p) **impianto di rete per la connessione** è la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete con obbligo di connessione di terzi;

q) **impianto di utenza per la connessione** è la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente;

r) **lavori semplici** sono la realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura;

s) **lavori complessi** sono la realizzazione, modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici;

t) **linee elettriche di cui al decreto 21 ottobre 2005** sono le linee elettriche transfrontaliere realizzate in attuazione del decreto 21 ottobre 2005;

u) **potenza già disponibile in immissione** è la massima potenza che può essere immessa in un punto di connessione esistente senza che l'utente sia disconnesso prima della richiesta di connessione;

v) **potenza già disponibile in prelievo** è la massima potenza che può essere prelevata in un punto di connessione esistente prima della richiesta di connessione, senza che il cliente finale sia disalimentato;

w) **potenza già disponibile per la connessione** è il valore massimo tra la potenza già disponibile in prelievo e la potenza già disponibile in immissione ;

x) **potenza in immissione richiesta** è il valore della potenza in immissione complessivamente disponibile dopo gli interventi da effettuare senza che l'utente sia disconnesso;
y) **potenza aggiuntiva richiesta in immissione** è la differenza tra la potenza in immissione richiesta e la potenza già disponibile in immissione;
z) **potenza ai fini della connessione** è pari al maggiore valore tra zero e la differenza tra la potenza in immissione richiesta e la potenza già disponibile per la connessione;
aa) **servizio di connessione** è l'adempimento, da parte del gestore di rete, all'obbligo previsto dall'articolo 3, comma 1 e dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99;
bb) **richiedente** è il soggetto titolare di una richiesta di accesso alle infrastrutture di rete con obbligo di connessione di terzi finalizzata alla connessione di impianti di produzione di energia elettrica;
cc) **soluzione tecnica minima per la connessione** è la soluzione per la connessione, elaborata dal gestore di rete in seguito ad una richiesta di connessione, necessaria e sufficiente a soddisfare la predetta richiesta, compatibilmente con i criteri di dimensionamento per intervalli standardizzati dei componenti adottati dal gestore della rete a cui la connessione si riferisce;
dd) **sviluppo** è un intervento di espansione o di evoluzione della rete elettrica, motivato, in particolare, dall'esigenza di estendere la rete per consentire la connessione di impianti elettrici di soggetti terzi alla rete medesima;
ee) **tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione** è il tempo intercorrente tra la data di ricevimento della richiesta di connessione, corredata da tutte le informazioni come definite nel presente provvedimento, e la data di messa a disposizione del preventivo per la connessione. Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione comprende i tempi necessari per l'effettuazione di eventuali verifiche e sopralluoghi;
ff) **tempo di realizzazione della connessione** è il tempo intercorrente tra la data di completamento dei lavori sul punto di connessione e la data di completamento della connessione;
gg) **Terna** è la società Terna Spa.

Articolo 2
Ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento definisce le modalità procedurali e le condizioni tecnico-economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi di impianti di produzione di energia elettrica, anche per il tramite di un punto di connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi esistente.

2.2 Le modalità e le condizioni di cui al presente provvedimento si applicano alle richieste di nuove connessioni e alle richieste di adeguamento di una connessione esistente conseguenti alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica o alla modifica di impianti di produzione esistenti. Le disposizioni di cui al presente provvedimento si applicano, altresì, alle richieste di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi stabilite sul territorio nazionale di linee elettriche di cui al decreto 21 ottobre 2005.

2.3 Il servizio di connessione è erogato dai soggetti concessionari dei servizi di trasmissione o di distribuzione. Nel caso di connessioni a reti elettriche con obbligo di connessione di terzi gestite da soggetti non titolari di concessione di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica, le disposizioni di cui al presente provvedimento sono attuate, rispettivamente, da Terna o dall'impresa distributrice competente per ambito territoriale in coordinamento con i gestori delle predette reti elettriche.

2.4 Il livello di tensione a cui è erogato il servizio di connessione è determinato sulla base delle seguenti condizioni:

a) per potenze in immissione richieste fino a 100 kW, il servizio di connessione è erogato in bassa tensione;

b) per potenze in immissione richieste fino a 6.000 kW, il servizio di connessione è erogato in media tensione, fatto salvo quanto previsto alla lettera a);

c) nel caso di connessione esistente, il servizio di connessione è erogato al livello di tensione della connessione esistente nei limiti di potenza già disponibile per la connessione;

d) le condizioni di cui alle precedenti lettere a) e b) non escludono la possibilità, sulla base di scelte tecniche effettuate dal gestore di rete, di erogare il servizio di connessione in bassa o media tensione per potenze in immissione richieste superiori, rispettivamente, a 100 kW o a 6.000 kW.

PARTE II

RICHIESTE DI CONNESSIONE

Articolo 3
Richiesta di connessione

3.1 Le richieste di connessione:

a) riguardanti una potenza in immissione richiesta inferiore a 10.000 kW, devono essere presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale;

b) riguardanti una potenza in immissione richiesta uguale o superiore a 10.000 kW, devono essere presentate a Terna.

3.2 Le richieste di adeguamento di una connessione esistente devono essere presentate a Terna nel caso in cui l'impianto sia già connesso alla rete di trasmissione e all'impresa distributrice competente per ambito territoriale nel caso in cui l'impianto sia già connesso alla rete di distribuzione.

3.3 La richiesta di cui al comma 3.1 deve recare:

a) i dati identificativi del richiedente;

b) il valore della potenza in immissione richiesta al termine del processo di connessione, espressa in kW;

c) la potenza nominale dell'impianto di produzione a cui si riferisce la richiesta di connessione, ovvero il valore dell'aumento di potenza dell'impianto di generazione elettrica installato;
d) in caso di richiesta di adeguamento di una connessione esistente, i dati identificativi del punto di connessione esistente, unitamente alla potenza già disponibile in immissione e alla potenza già disponibile in prelievo;
e) la fonte primaria utilizzata per la produzione di energia elettrica;
f) la data prevista di avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto, di conclusione di detti lavori di realizzazione e di entrata in esercizio dell'impianto di produzione;
g) la documentazione progettuale degli interventi previsti secondo quanto indicato nella norma CEI 0-2;
h) eventuali esigenze tecniche dell'utente della rete che possono influire sulla definizione della soluzione per la connessione;
i) un piano particellare dell'opera che evidenzi le proprietà dei terreni sui quali le opere sono destinate ad insistere;
j) un documento, mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, attestante la disponibilità del sito oggetto dell'installazione degli impianti per la produzione di energia elettrica. Tale documento deve indicare almeno i presupposti di tale disponibilità in termini di proprietà o di eventuali diritti di utilizzo. Detta disponibilità non è richiesta laddove la procedura autorizzativa richieda l'esistenza di un preventivo per la connessione già accettato;
k) nel caso di impianti cogenerativi, l'eventuale attestazione del rispetto o meno delle condizioni di cui alla deliberazione n. 42/02;
l) nel caso di centrali ibride, l'eventuale attestazione del rispetto o meno delle condizioni di cui all'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03;
m) la documentazione attestante l'avvenuto pagamento del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo di cui all'articolo 5.

3.4 Il richiedente può indicare nella richiesta di connessione un punto esistente della rete con obbligo di connessione di terzi al quale il gestore di rete dovrà riferirsi per la determinazione della soluzione per la connessione.

Articolo 4
Ulteriori disposizioni ai fini della richiesta di connessione

4.1 Terna e le imprese distributrici elaborano e pubblicano un modello standard per la presentazione della richiesta di connessione sulla base di quanto disposto dall'articolo 3.

4.2 Terna e le imprese distributrici possono specificare, previa positiva verifica da parte della Direzione Mercati dell'Autorità sulla base di specifica richiesta da parte dei predetti soggetti, eventuali ulteriori informazioni rispetto a quelle di cui al comma 3.3 che il richiedente deve fornire all'atto della richiesta di connessione.

4.3 Nel caso di adeguamento di una connessione esistente, il richiedente deve coincidere con il titolare del punto di connessione esistente ovvero con un soggetto mandatario del medesimo titolare.

Articolo 5
Corrispettivo per l'ottenimento del preventivo

5.1 All'atto della presentazione della richiesta di cui al comma 3.1, il richiedente è tenuto a versare a Terna o all'impresa distributrice un corrispettivo per l'ottenimento del preventivo pari a:
- a) 100 euro per potenze in immissione richieste fino a 50 kW;
- b) 200 euro per potenze in immissione richieste superiori a 50 kW e fino a 100 kW;
- c) 500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 500 kW;
- d) 1.500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 500 kW e fino a 1.000 kW;
- e) 2.500 euro per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

PARTE III
CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLE RETI ELETTRICHE CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI IN BASSA E MEDIA TENSIONE

TITOLO I
CONDIZIONI PROCEDURALI

Articolo 6
Preventivo e procedure per la connessione

6.1 Il tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione è pari al massimo a:
- a) 20 (venti) giorni lavorativi per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- b) 45 (quarantacinque) giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- c) 60 (sessanta) giorni lavorativi per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Qualora sia necessaria l'effettuazione di un sopralluogo e il richiedente richieda che l'appuntamento fissato dall'impresa distributrice sia rimandato, il tempo intercorrente tra la data proposta dall'impresa distributrice e la data effettiva del sopralluogo non deve essere conteggiato nel calcolo del tempo di messa a disposizione del preventivo per la connessione.

6.2 Il preventivo per la connessione deve avere validità pari a 45 (quarantacinque) giorni lavorativi. Nessun corrispettivo che non sia stato indicato nel preventivo potrà essere successivamente preteso dall'impresa distributrice nei confronti del richiedente per l'esecuzione dei lavori oggetto del preventivo medesimo, fatti salvi gli adeguamenti del corrispettivo di connessione a seguito di eventuali modifiche della soluzione per la connessione derivanti dalla procedura autorizzativa.

6.3 A seguito della richiesta di cui al comma 3.1, l'impresa distributrice esegue una verifica tecnica finalizzata a valutare l'impatto sulla rete della potenza in immissione richiesta e trasmette al richiedente un preventivo per la connessione recante:

a) la tipologia di lavoro corrispondente alla realizzazione della connessione, distinguendo tra lavori semplici e lavori complessi, come definiti al comma 1.1, lettere r) ed s);
b) la soluzione tecnica minima per la connessione identificata, di norma, sulla base delle soluzioni di tipo standard tra quelle indicate nelle regole tecniche di connessione di cui all'articolo 9 e tenendo conto di quanto indicato al comma 6.4;
c) le opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione che il richiedente è tenuto a rendere disponibili sul punto di connessione;
d) il corrispettivo per la connessione, come definito all'articolo 10 o 11, evidenziando le singole voci che lo compongono e indicando al richiedente la parte di tale corrispettivo che il medesimo dovrà versare all'atto di accettazione del preventivo, pari al 30% del totale, e la parte, pari al restante 70%, che dovrà versare prima di inviare all'impresa distributrice la comunicazione di cui al comma 6.9;
e) l'elenco degli adempimenti che risultano necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione, unitamente ad un prospetto informativo indicante l'origine da cui discende l'obbligatorietà di ciascun adempimento;
f) il termine previsto per la realizzazione della connessione, come definito al comma 7.1;
g) un codice che identifichi univocamente la pratica di connessione unitamente al nominativo di un responsabile dell'impresa distributrice a cui fare riferimento per tutto l'iter della pratica di connessione. A tal fine deve essere comunicato anche un contatto telefonico ed un indirizzo di posta elettronica per poter comunicare col predetto responsabile della pratica;
h) nel caso di connessione di impianti da fonti rinnovabili, i riferimenti dell'impresa distributrice ai fini della convocazione della medesima nell'ambito del procedimento unico di cui all'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03.

6.4 Nei casi di cui al comma 3.4:

a) il preventivo deve prevedere la connessione nel punto di rete indicato dal richiedente;

b) qualora nel punto di rete indicato dal richiedente non sia possibile effettuare la connessione dell'intera potenza in immissione richiesta, il preventivo per la connessione deve indicare la massima potenza in immissione che può essere connessa al predetto punto di rete. In tal caso, il gestore di rete è tenuto ad indicare tutti i motivi e le spiegazioni del caso atti a giustificare il suddetto valore massimo di potenza;

c) il gestore di rete può proporre soluzioni alternative, qualora, a suo parere, rispondano alle finalità di consentire la connessione dell'intera potenza richiesta e di soddisfare, al tempo stesso, l'esigenza di minimizzare la soluzione tecnica per la connessione.

6.5 La soluzione per la connessione non prevede la presenza di impianti di utenza per la connessione, a meno di accordi tra gestore di rete e richiedente. La predetta condizione di assenza di impianti di utenza per la connessione non vale per la connessione di impianti separati con tratti di mare dalla terraferma.

6.6 Qualora il richiedente intenda accettare il preventivo, invia all'impresa distributrice, entro il termine di validità del preventivo di cui al comma 6.2, una comunicazione di accettazione del preventivo, corredata dalla documentazione attestante il pagamento di quanto previsto all'atto di accettazione del preventivo dal comma 6.3, lettera d), e delle eventuali istanze di cui al comma 8.7 e 15.3. A tal fine farà fede la data di accettazione del preventivo per la connessione come definita al comma 1.1, lettera e). All'atto dell'accettazione del preventivo, il richiedente può indicare l'eventuale necessità o decisione di avvalersi dell'impresa distributrice competente per ambito territoriale per il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, nel rispetto di quanto previsto dall'Allegato A alla deliberazione n. 88/07.

6.7 Nei casi di cui al comma 3.4, all'atto della comunicazione di cui al comma 6.6, il richiedente può optare, rinunciando alla soluzione per la connessione relativa al punto di rete indicato dal medesimo soggetto, per l'elaborazione di un nuovo preventivo relativo alla potenza di cui al comma 3.3, lettera b). L'esercizio di tale opzione è considerata come una richiesta di connessione:

a) decorrente dalla predetta data di comunicazione;
b) trattata sulla base delle informazioni precedentemente fornite dal richiedente;
c) alla quale si applicano le condizioni procedurali, tecniche ed economiche di una normale richiesta di connessione.

6.8 Il richiedente che accetta il preventivo è tenuto a realizzare le opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione, come indicate nel preventivo.

6.9 Completate le opere di cui al comma 6.8, il richiedente è tenuto a trasmettere all'impresa distributrice la:

a) comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione;
b) documentazione attestante il pagamento della restante quota del corrispettivo per la connessione (70%) di cui al comma 6.3, lettera d).

Articolo 7
Realizzazione della connessione

7.1 Nel caso di:
   a) lavori semplici, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 30 (trenta) giorni lavorativi;
   b) lavori complessi, il tempo di realizzazione della connessione è pari, al massimo, a 90 (novanta) giorni lavorativi, aumentato di 15 (quindici) giorni lavorativi per ogni km di linea da realizzare in media tensione eccedente il primo chilometro.

   Nel caso in cui l'impianto per la connessione implichi interventi su infrastrutture in alta tensione, il gestore di rete comunica il tempo di realizzazione della connessione, espresso in giorni lavorativi, nel preventivo per la connessione.

7.2 Nel caso in cui la realizzazione della connessione sia impedita dalla impraticabilità del terreno sul sito di connessione l'impresa distributrice comunica al richiedente la sospensione della prestazione e il tempo di realizzazione della connessione decorre dalla data in cui il richiedente comunica la praticabilità dei terreni interessati.

7.3 Qualora sia necessaria, ai fini della realizzazione della connessione, l'effettuazione di un sopralluogo e il richiedente richieda che l'appuntamento fissato dall'impresa distributrice sia rimandato, il tempo intercorrente tra la data proposta dall'impresa distributrice e la data effettiva del sopralluogo non deve essere conteggiato nel calcolo del tempo di realizzazione della connessione.

7.4 Il richiedente, una volta conclusi i lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, invia all'impresa distributrice competente la comunicazione di ultimazione dei lavori.

7.5 Ultimata la realizzazione dell'impianto di connessione, l'impresa distributrice invia al richiedente la comunicazione di completamento della realizzazione della connessione e di disponibilità all'entrata in esercizio della connessione. Qualora l'invio di cui al comma 7.4 sia successivo all'invio di cui al presente comma, l'impresa distributrice ha 10 (dieci) giorni lavorativi di tempo per attivare la connessione.

Articolo 8
Coordinamento delle attività ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni

8.1 Ai fini dell'autorizzazione dell'impianto di rete per la connessione:
   a) nel caso in cui il richiedente si avvalga del procedimento unico previsto dall'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03, si applicano le disposizioni riportate al comma 8.2;
   b) nei casi diversi da quelli di cui alla precedente lettera a), si applicano le disposizioni riportate ai commi da 8.3 a 8.7.

8.2 Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire, senza alcun onere aggiuntivo, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico al fine dell'autorizzazione dell'impianto di rete per la connessione; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo gestore di rete.

8.3 Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire al richiedente gli elementi necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni di pertinenza del medesimo richiedente.

8.4 Entro 30 (trenta) giorni lavorativi, per connessioni in bassa tensione, ovvero entro 60 (sessanta) giorni lavorativi, per connessioni in media tensione, dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo per la connessione inviata dal richiedente l'impresa distributrice è tenuta a presentare, dandone contestuale informazione al richiedente, le eventuali richieste di autorizzazione in capo alla medesima impresa distributrice. Inoltre il responsabile della pratica di cui al comma 6.3, lettera g), è tenuto ad informare il richiedente, con cadenza almeno bimestrale, sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo.

8.5 Nel caso in cui per la realizzazione della connessione siano necessari atti autorizzativi, il tempo di realizzazione della connessione non comprende il tempo per l'ottenimento di tali atti, purché siano rispettate le disposizioni di cui al comma 8.4. Eventuali ritardi nell'attuazione del comma 8.4 sono conteggiati nel tempo di realizzazione della connessione.

8.6 Fatto salvo quanto previsto al comma 8.7, in seguito all'ottenimento delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione della connessione, il richiedente versa all'impresa distributrice un corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dalla medesima impresa distributrice per la gestione dell'iter autorizzativo. Tale corrispettivo viene determinato dall'impresa distributrice sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dalla medesima.

8.7 L'impresa distributrice consente al richiedente, previa istanza di quest'ultimo presentata all'atto dell'accettazione del preventivo, di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'impianto per la connessione. In tale caso, il richiedente è responsabile di tutte le attività correlate alle predette procedure, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti. Ai fini della predisposizione di tale documentazione, l'impresa distributrice, entro 30 (trenta) giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo, è tenuta a fornire, senza alcun onere aggiuntivo per il richiedente, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo richiedente, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della

documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato sulla base di condizioni trasparenti e non discriminatorie pubblicate dal medesimo gestore di rete.

8.8 In seguito all'ottenimento delle autorizzazioni, qualora necessario, il gestore di rete è tenuto a trasmettere al richiedente il preventivo aggiornato. Tale invio deve avvenire entro 30 (trenta) giorni lavorativi dalla data di ottenimento delle autorizzazioni.

TITOLO II
CONDIZIONI TECNICHE

Articolo 9
Regole tecniche di connessione

9.1 La realizzazione e la gestione della connessione è effettuata nel rispetto delle regole tecniche di connessione adottate dalle imprese distributrici conformemente alle disposizioni dell'Autorità e alle norme e guide tecniche del Comitato elettrotecnico italiano. Dette regole tecniche devono indicare, almeno:

a) le soluzioni tecniche standard per la connessione e i criteri per la determinazione della soluzione tecnica per la connessione a fronte di una richiesta di connessione;
b) le condizioni tecniche che devono essere rispettate dall'utente di rete ai fini della gestione della connessione;
c) le condizioni da applicarsi nei casi di necessità di adeguamento di una connessione esistente.

TITOLO III
CONDIZIONI ECONOMICHE

Articolo 10
Corrispettivo per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili ovvero cogenerativi ad alto rendimento

10.1 Il corrispettivo per la connessione, espresso in euro, è il minor valore tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100$$

$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6000$$

dove:

$CP_A =$ *35 €/kW*
$CM_A =$ *90 €/(kW · km)*
CP_B *4 €/kW*
$CM_B =$ *7,5 €/ (kW · km)*

P = *potenza ai fini della connessione di cui al comma 1.1, lettera z), espressa in kW*

D_A *distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 (cinque) anni espressa in km*

D_B *distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 (cinque) anni espressa in km*

10.2 Nei casi di realizzazione in cavo, i corrispettivi CM di cui al comma 10.1 devono essere moltiplicati per 2.

10.3 Nei casi di richieste di connessione di impianti di produzione di energia elettrica che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separati dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna, i corrispettivi CM, CP sono moltiplicati per 3.

Articolo 11

Corrispettivo per la connessione di impianti non alimentati da fonti rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento

11.1 Il corrispettivo per la connessione è pari al massimo tra il corrispettivo di cui all'articolo 10 e il costo determinato sulla base di soluzioni tecniche standard, pubblicate dall'impresa distributrice unitamente ai relativi costi medi.

Articolo 12

Verifiche per gli impianti cogenerativi ad alto rendimento

12.1 Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica cogenerativi ad alto rendimento, il richiedente trasmette all'impresa distributrice, oltre che al GSE:

a) all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione analoga a quella di cui all'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di progetto dell'impianto o delle sezioni che lo costituiscono;

b) annualmente, per il primo periodo di esercizio, come definito all'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, e per i successivi 3 anni solari, le dichiarazioni rilasciate ai sensi dell'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di esercizio a consuntivo delle sezioni che lo costituiscono. Per il primo periodo di esercizio e per ciascuno dei successivi 3 anni solari, qualora, per almeno una sezione, non sia soddisfatta a consuntivo la condizione di cogenerazione ad alto rendimento di cui alla deliberazione n. 42/02, il richiedente versa all'impresa distributrice il 25% del corrispettivo per la connessione di cui all'articolo 10. Le imprese distributrici versano tali corrispettivi nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del TIT.

TITOLO IV
PRIORITÀ DI TRATTAMENTO, INDENNIZZI AUTOMATICI, REALIZZAZIONE IN PROPRIO DELLA CONNESSIONE E PROCEDURE SOSTITUTIVE

Articolo 13
Priorità di trattamento per le richieste di connessione di impianti da fonte rinnovabile e cogenerativi ad alto rendimento

13.1 Le imprese distributrici trattano in via prioritaria le richieste e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione da fonte rinnovabile e da cogenerazione ad alto rendimento rispetto agli impianti di produzione diversi dai predetti impianti. I limiti temporali stabiliti dalle condizioni procedurali di cui al presente provvedimento riferite a connessioni di impianti di produzione da fonti diverse dalle fonti rinnovabili e dalla cogenerazione ad alto rendimento possono subire modifiche, stabilite dalle imprese distributrici non oltre un tempo massimo pari al doppio dei tempi previsti, per effetto dell'attuazione del predetto principio di priorità.

Articolo 14
Indennizzi automatici

14.1 Qualora la messa a disposizione del preventivo per la connessione non avvenga nel tempo di cui al comma 6.1, l'impresa distributrice, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuta a corrispondere al richiedente un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo. Nel caso in cui il predetto ritardo sia superiore a 60 (sessanta) giorni lavorativi, il richiedente può inviare una segnalazione all'Autorità per l'adozione dei provvedimenti di propria competenza, ivi inclusa, ove applicabile, l'attivazione di procedure sostitutive. Le disposizioni di cui al presente comma trovano applicazione anche nei casi di cui al comma 8.8.

14.2 Qualora la realizzazione della connessione non avvenga entro i tempi previsti dal comma 7.1, tenuto conto di quanto previsto dai commi 7.2, 7.3 e 7.5, l'impresa distributrice, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuta a corrispondere al richiedente, a titolo di indennizzo automatico, un ammontare pari al valor massimo tra 20 euro al giorno e il 5% del totale del corrispettivo per la connessione determinato ai sensi dell'articolo 10 o 11 per ogni giorno lavorativo di ritardo della realizzazione della connessione fino ad un massimo di 120 giorni lavorativi. Nel caso in cui il predetto ritardo sia superiore a 120 (centoventi) giorni, il richiedente può inviare una segnalazione all'Autorità per l'adozione dei provvedimenti di propria competenza, ivi inclusa, ove applicabile, l'attivazione di procedure sostitutive.

14.3 Qualora non siano rispettati i termini di cui ai commi 8.4, 8.7 e 15.3, l'impresa distributrice, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuta a corrispondere al richiedente un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno lavorativo di ritardo.

14.4 L'impresa distributrice è tenuta a comunicare tempestivamente al richiedente il verificarsi di cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi che comportino la mancata corresponsione dell'indennizzo automatico.

Articolo 15

Realizzazione in proprio della connessione di impianti alimentati da fonte rinnovabile o cogenerativi ad alto rendimento

15.1 Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento e qualora la connessione sia erogata ad un livello di tensione nominale superiore ad 1 kV, al richiedente è data facoltà di realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implichino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire, di norma, la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. È data facoltà alle imprese distributrici di consentire al richiedente di intervenire anche sulla rete esistente fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

15.2 Gli impianti per la connessione realizzati dal richiedente ai sensi del comma 15.1 sono resi disponibili, a titolo gratuito, all'impresa distributrice per il collaudo e la conseguente accettazione.

15.3 Ai fini dell'esercizio della facoltà di cui al comma 15.1:

a) il richiedente, all'atto dell'accettazione del preventivo, invia la richiesta di realizzazione in proprio della porzione di impianto per la connessione secondo quanto specificato nel preventivo per la connessione;

b) entro 10 (dieci) giorni lavorativi l'impresa distributrice è tenuta ad inviare al richiedente gli elementi necessari alla realizzazione della connessione secondo gli standard realizzativi dell'impresa distributrice;

c) all'impresa distributrice continuano ad applicarsi le disposizioni tecnico procedurali per quanto concerne le opere di connessione non ricomprese nella quota realizzata in proprio dal richiedente;

d) al termine della realizzazione in proprio, il richiedente invia all'impresa distributrice comunicazione del termine dei lavori, unitamente alla documentazione tecnica, giuridica ed autorizzativa connessa all'esercizio e alla gestione dei medesimi;

e) l'impresa distributrice è tenuta ad effettuare il collaudo per la messa in esercizio dell'impianto di rete per la connessione realizzato in proprio dal richiedente entro 20 (venti) giorni lavorativi dal ricevimento della comunicazione di cui alla precedete lettera d);

f) i costi inerenti il collaudo sono a carico del richiedente.

15.4 Nei casi di esercizio della facoltà di cui al comma 15.1, il corrispettivo per la connessione è determinato ponendo il termine CM pari a zero e moltiplicando il termine CP per 0,8.

Articolo 16

Procedure sostitutive in caso di inerzia, da parte del gestore di rete, per la connessione di impianti alimentati da fonte rinnovabile

16.1 A fronte della segnalazione, da parte del richiedente, di superamento di 60 (sessanta) giorni lavorativi di ritardo nella messa a disposizione del preventivo, l'Autorità può avviare la procedura sostitutiva prevista dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03.

16.2 Nell'ambito della procedura sostitutiva di cui al comma 16.1:

a) l'impresa distributrice è tenuta a fornire all'Autorità tutta la documentazione e le informazioni necessarie per l'elaborazione di un preventivo relativo alla pratica per la connessione oggetto della procedura sostitutiva;

b) previa verifica che il ritardo non sia imputabile a cause indipendenti dalla volontà dell'impresa distributrice, l'Autorità definisce le modalità e i tempi di connessione dell'impianto.

16.3 A fronte della segnalazione, da parte del richiedente, di superamento di 120 (centoventi) giorni lavorativi di ritardo nella realizzazione della connessione, l'Autorità può avviare la procedura sostitutiva prevista dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03.

16.4 Nell'ambito della procedura sostitutiva di cui al comma 16.3:

a) l'impresa distributrice è tenuta a fornire all'Autorità tutta la documentazione e le informazioni relative alla pratica per la connessione oggetto della procedura sostitutiva;

b) previa verifica che il ritardo non sia imputabile a cause indipendenti dalla volontà dell'impresa distributrice, l'Autorità individua le attività che l'impresa distributrice deve eseguire per consentire l'attivazione della connessione, e i rispettivi tempi di esecuzione;

c) l'Autorità dispone che l'impresa distributrice esegua le attività di cui alla precedente lettera b), entro i rispettivi tempi.

Articolo 17

Modalità di coordinamento tra gestori di rete

17.1 Nel caso in cui la soluzione per la connessione implichi il coinvolgimento di reti di competenza di gestori di rete diversi dal gestore di rete interessato alla connessione, il preventivo per la connessione è elaborato tenendo conto degli effetti di tale coinvolgimento. In tali casi i gestori di rete interessati attuano opportune forme di coordinamento di natura tecnica ed economica.

PARTE IV

CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI IN ALTA E ALTISSIMA TENSIONE

TITOLO I
CONDIZIONI PROCEDURALI

Articolo 18
Modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione

18.1 I gestori di reti con obbligo di connessione di terzi in alta e altissima tensione pubblicano e trasmettono all'Autorità le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle medesime reti. Le modalità e le condizioni contrattuali sono predisposte conformemente a quanto indicato al comma 18.2.

18.2 Le modalità e le condizioni contrattuali di cui al comma 18.1 devono prevedere:
- a) le modalità per la presentazione della richiesta di accesso alle infrastrutture di reti elettriche, ivi inclusa la specificazione della documentazione richiesta;
- b) le modalità e i tempi di risposta del gestore di rete, con particolare riferimento alla presentazione del preventivo e della soluzione tecnica minima di dettaglio;
- c) i termini di validità della soluzione proposta dal gestore di rete, decorsi i quali, in assenza di accettazione da parte del richiedente, la richiesta di connessione deve intendersi decaduta;
- d) le modalità per la scelta della soluzione per la connessione da parte del richiedente;
- e) le modalità e i tempi in base ai quali il gestore di rete si impegna, per le azioni di propria competenza, a realizzare gli impianti di rete per la connessione;
- f) le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete interessato per la realizzazione della connessione alla rete degli impianti elettrici, unitamente all'indicazione di valori unitari di riferimento atti all'individuazione dei costi medi corrispondenti alla realizzazione di ciascuna soluzione tecnica convenzionale;
- g) per ciascuna delle soluzioni tecniche convenzionali, il valore della potenza massima di esercizio in condizioni normali di funzionamento;
- h) gli standard tecnici e le specifiche di progetto essenziali per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione e per il loro esercizio e manutenzione;
- i) le modalità di pagamento del corrispettivo di connessione. Il gestore di rete presenta diverse modalità di pagamento, tra loro alternative;
- j) le modalità di presentazione dell'eventuale garanzia fideiussoria;
- k) le modalità per la determinazione del corrispettivo a copertura dei costi sostenuti per la gestione dell'iter autorizzativo.

18.3 Le soluzioni tecniche convenzionali di cui al comma 18.2, lettera f), prevedono l'individuazione delle parti degli impianti di connessione che sono considerate impianti di utenza per la connessione e le parti degli impianti di connessione che sono considerate impianti di rete per la connessione; dette attribuzioni devono essere determinate contemplando almeno i seguenti fattori:
- a) potenza di connessione;
- b) livello di tensione al quale viene realizzata la connessione;
- c) tipologia dell'impianto per il quale è stato richiesto l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche con riferimento all'immissione o al prelievo di energia elettrica;
- d) topologia della rete elettrica esistente;
- e) eventuali aspetti riguardanti la gestione e la sicurezza del sistema elettrico.

18.4 I gestori di rete individuano le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei richiedenti la connessione alle condizioni economiche fissate dall'Autorità nell'ambito delle determinazioni di cui al presente provvedimento.

Articolo 19
Preventivo per la connessione

19.1 A seguito della richiesta di cui al comma 3.1, il gestore di rete esegue una verifica tecnica finalizzata a valutare l'impatto sulla rete della potenza in immissione richiesta e predispone il preventivo per la connessione. Quest'ultimo dovrà indicare:
- a) una soluzione tecnica minima generale per la connessione dell'impianto oggetto della richiesta, conformemente a quanto definito dall'articolo 21;
- b) il corrispettivo di connessione, come definito agli articoli 24 o 25, evidenziando le singole voci che lo compongono;
- c) nel solo caso di impianti cogenerativi ad alto rendimento, i corrispettivi di connessione definiti agli articoli 24 e 26, evidenziando le singole voci che li compongono;
- d) l'elenco degli adempimenti che risultano necessari ai fini dell'autorizzazione dell'impianto per la connessione, unitamente ad un prospetto informativo indicante l'origine da cui discende l'obbligatorietà di ciascun adempimento;
- e) un codice che identifichi univocamente la pratica di connessione unitamente al nominativo di un responsabile del gestore di rete a cui fare riferimento per tutto l'iter della pratica di connessione. A tal fine deve essere comunicato anche un contatto telefonico ed un indirizzo di posta elettronica per poter comunicare col predetto responsabile della pratica;
- f) nel caso di connessione di impianti da fonti rinnovabili, i riferimenti del gestore di rete ai fini della convocazione della medesima nell'ambito del procedimento unico di cui all'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03.

19.2 La definizione della soluzione tecnica minima generale può contemplare tra le diverse opzioni possibili anche la connessione ad una rete diversa dalla rete elettrica gestita dal soggetto a cui è stata presentata la richiesta di connessione, ovvero l'interessamento di reti di proprietà di gestori di rete diversi dal gestore di rete interessato alla connessione.

19.3 Nei casi di cui la soluzione tecnica minima generale implichi la connessione ad una rete elettrica diversa da quella corrispondente al gestore di rete a cui la richiesta di connessione è stata presentata, il gestore di rete interessato alla connessione subentra nel ruolo di gestore di rete di riferimento per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione. Tale subentro ha efficacia a valle dell'accettazione, da parte del richiedente, del preventivo.

19.4 Il richiedente può accettare il preventivo, secondo le modalità e le condizioni contrattuali definite dal gestore di rete. Il richiedente, in alternativa, può richiedere un ulteriore preventivo sulla base di una diversa soluzione tecnica minima generale.

19.5 Il gestore di rete consente al richiedente, previa istanza di quest'ultimo all'atto di accettazione del preventivo, di progettare e realizzare gli impianti di rete per la connessione per i quali è prevista tale possibilità, nel rispetto degli standard tecnici e specifiche di progetto essenziali di cui al comma 18.2, lettera h). In tal caso il gestore di rete elabora comunque la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui all'articolo 22 che deve essere assunta dal richiedente quale soluzione di riferimento al fine della progettazione e della realizzazione dell'impianto di rete per la connessione.

19.6 Il gestore di rete è tenuto consente, a seguito di specifica richiesta da parte del richiedente all'atto dell'accettazione del preventivo, che un impianto per la connessione individuato come impianto di utenza per la connessione venga ricompreso tra gli impianti di rete per la connessione e, di conseguenza, rientri nella competenza del gestore di rete alle condizioni fissate dall'Autorità nell'ambito del presente provvedimento.

Articolo 20

Coordinamento delle attività ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni

20.1 Ai fini dell'autorizzazione dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti esistenti che si rendano strettamente necessari per la realizzazione della connessione:

a) nel caso in cui il richiedente si avvalga del procedimento unico previsto dall'articolo 12 del decreto legislativo n. 387/03, si applicano le disposizioni riportate al comma 20.2;
b) nei casi diversi da quelli di cui alla precedente lettera a), si applicano le disposizioni riportate ai commi da 20.3 a 20.7.

20.2 Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire al richiedente, senza alcun onere aggiuntivo, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo richiedente, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento unico al fine delle autorizzazioni necessarie per la connessione; in tal caso il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo determinato dal medesimo gestore sulla base delle modalità di cui al comma 18.2, lettera k).

20.3 Il gestore di rete, nell'ambito delle attività di elaborazione del preventivo per la connessione, è tenuto a fornire al richiedente gli elementi necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni di pertinenza del medesimo richiedente.

20.4 Entro 90 (novanta) giorni lavorativi, per connessioni in alta tensione, ovvero entro 120 (centoventi) giorni lavorativi, per connessioni in altissima tensione, dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo per la connessione, inviata dal richiedente, il gestore di rete è tenuto a presentare, dandone contestuale informazione al richiedente, le eventuali richieste di autorizzazione di propria competenza. Inoltre il responsabile della pratica di cui al comma 19.1, lettera e), è tenuto ad informare il richiedente, con cadenza almeno bimestrale, in merito allo stato di avanzamento dell'iter autorizzativo.

20.5 Nel caso in cui, per la realizzazione della connessione, siano necessari atti autorizzativi, il tempo di realizzazione della connessione non comprende il tempo per l'ottenimento di tali atti, purché siano rispettate le disposizioni di cui al comma 20.4. Eventuali ritardi nell'attuazione del comma 20.4 sono conteggiati nel tempo di realizzazione della connessione.

20.6 Fatto salvo quanto previsto al comma 20.7, in seguito all'ottenimento delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione della connessione, il richiedente versa al gestore di rete il corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dalla medesima impresa distributrice per la gestione dell'iter autorizzativo, definito secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera k).

20.7 Il gestore di rete consente al richiedente, previa istanza di quest'ultimo presentata all'atto dell'accettazione del preventivo, di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'impianto per la connessione. In tale caso, il richiedente è responsabile di tutte le attività correlate alle predette procedure, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti. Ai fini della predisposizione di tale documentazione, il gestore di rete, entro 45 (quarantacinque) giorni lavorativi dalla data di ricevimento dell'accettazione del preventivo, è tenuto a fornire, senza alcun onere aggiuntivo per il richiedente, tutte le informazioni necessarie al fine della predisposizione, da parte del medesimo richiedente, della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo. Il richiedente può richiedere al gestore di rete la predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito del procedimento autorizzativo; in tal caso il gestore di rete applica al

richiedente il corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dalla medesima impresa distributrice per la gestione dell'iter autorizzativo, definito secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera k).

20.8 In seguito all'ottenimento delle autorizzazioni, il gestore di rete è tenuto alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, secondo quanto previsto dall'articolo 22.

TITOLO II
CONDIZIONI TECNICHE

Articolo 21
Soluzione tecnica minima generale

21.1 Il gestore di rete, al momento della definizione della soluzione tecnica minima generale, individua le parti di impianto per la connessione corrispondenti rispettivamente a:
- a) gli impianti di rete per la connessione, individuando tra questi le parti che possono essere progettate e realizzate a cura del richiedente;
- b) gli impianti di utenza per la connessione.

21.2 La soluzione tecnica minima generale comprende la descrizione:
- a) dell'impianto di rete per la connessione corrispondente ad una delle soluzioni tecniche convenzionali di cui al comma 18.2, lettera f);
- b) degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione;
- c) le eventuali modalità di esercizio di carattere transitorio dell'impianto elettrico del richiedente da adottarsi per il tempo necessario alla realizzazione degli eventuali interventi di cui alla precedente lettera b);
- d) i dati necessari per la predisposizione, in funzione delle particolari caratteristiche delle aree interessate dalla connessione, della documentazione da allegare alle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti elaborata a partire dalla soluzione tecnica minima generale.

21.3 La soluzione tecnica minima generale deve, inoltre:
- a) nei casi di cui al comma 21.2, lettera c), essere accompagnata da una relazione che illustri le motivazioni tecniche sottostanti alla definizione di particolari condizioni e modalità di esercizio della connessione e dell'impianto del richiedente;
- b) essere accompagnata da un documento che indichi i tempi di realizzazione degli interventi di cui al comma 21.2, lettere a) e b), al netto dei tempi necessari all'ottenimento delle relative autorizzazioni;
- c) essere corredata dai costi di realizzazione degli impianti e degli interventi di cui al comma 21.2, lettera a);

21.4 Gli eventuali interventi sulle reti elettriche di cui al comma 21.2, lettera b), sono motivati da precise esigenze tecniche, analizzate facendo riferimento alle caratteristiche nominali dei componenti e alle normali condizioni di funzionamento del sistema elettrico interessato.

21.5 Il gestore di rete, nell'ambito della soluzione tecnica minima generale, può prevedere che il richiedente metta a disposizione del medesimo gestore spazi ulteriori rispetto a quelli strettamente necessari alla realizzazione dell'impianto di rete per la connessione. Qualora tali ulteriori spazi siano correlabili ad esigenze di successivi sviluppi dell'impianto elettrico del richiedente, i medesimi saranno ceduti dal richiedente al gestore di rete a titolo gratuito; in caso contrario, i medesimi saranno ceduti dal richiedente al gestore di rete a fronte di una remunerazione fissata tramite accordi tra le parti assunti sulla base di principi di trasparenza e non discriminazione comunicati dal gestore di rete all'Autorità.

21.6 La soluzione tecnica minima generale deve essere elaborata tenendo conto delle esigenze di sviluppo razionale delle reti elettriche, alle esigenze di salvaguardia della continuità del servizio e, al contempo, deve essere tale da non prevedere limitazioni permanenti della potenza di connessione nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico.

Articolo 22
Soluzione tecnica minima di dettaglio

22.1 La soluzione tecnica minima di dettaglio è la soluzione tecnica minima per la connessione elaborata in seguito all'ottenimento delle autorizzazioni per la connessione e rappresenta il documento di riferimento per la progettazione esecutiva e le realizzazione degli impianti. Tale soluzione dovrà essere corredata, almeno:
   a) dall'elenco delle fasi di progettazione esecutiva degli interventi di cui al comma 21.2, lettere a) e b);
   b) dalle tempistiche previste per ciascuna delle predette fasi e dall'indicazione dei soggetti responsabili di ciascuna delle medesime;
   c) dai costi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione;
   d) dai costi degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari per la connessione, ad esclusione degli interventi relativi alla rete di trasmissione nazionale.

22.2 I costi di cui al comma 22.1, lettere c) e d) non includono gli eventuali costi di bonifica dei siti.

22.3 I costi di cui al comma 22.1, lettera c), non potranno discostarsi in aumento di più del 20% dei costi di cui al comma 21.3, lettera c), fatta eccezione per i costi indotti dalle modifiche della soluzione tecnica minima generale derivanti da condizioni imposte in esito alle procedure autorizzative.

Articolo 23
Soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime

23.1 I gestori di rete hanno facoltà di realizzare soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime, ferme restando le disposizioni relative alla determinazione delle condizioni economiche per la connessione di cui al presente provvedimento. In tal caso, eventuali costi ulteriori a quelli corrispondenti alla soluzione tecnica minima sono a carico del gestore di rete.

TITOLO III
CONDIZIONI ECONOMICHE

Articolo 24
Condizioni economiche per la connessione di impianti alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento

24.1 In seguito all'accettazione di una soluzione tecnica minima generale e all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni, il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio. Tale corrispettivo è pari alla somma tra:
a) 2.500 euro;
b) il prodotto tra 0,5 euro/kW e la potenza ai fini della connessione,
fino a un massimo di 50.000 euro.

24.2 Al momento dell'accettazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, il richiedente versa al gestore di rete il corrispettivo di connessione, o parte di esso, con una delle modalità di versamento indicate dai gestori di rete nelle condizioni contrattuali di cui all'articolo 18. Tale corrispettivo è complessivamente pari ai costi di cui al comma 22.1, lettere c) e d), al netto degli eventuali interventi realizzati in proprio dal richiedente in base alle disposizioni di cui al comma 19.5.

24.3 Qualora il richiedente non abbia versato interamente il corrispettivo di connessione all'atto di accettazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, prima dell'avvio delle realizzazioni degli interventi, il medesimo richiedente presenta, su richiesta del gestore di rete, una garanzia finanziaria nella forma di fideiussione bancaria, pari alla quota del corrispettivo di connessione non ancora versata. La fideiussione può essere escussa dal gestore di rete nei casi in cui la connessione non venga realizzata nei termini indicati nello specifico contratto per la connessione di cui al comma 31.5 per cause imputabili al richiedente, ovvero nei casi in cui il medesimo soggetto risulti insolvente con riferimento al pagamento del corrispettivo di connessione.

24.4 In caso di rinuncia da parte del richiedente, anche in seguito a sopravvenute esigenze di bonifica dei siti, il gestore di rete ha diritto alla riscossione di una quota della fideiussione corrispondente alla copertura dei costi fino ad allora sostenuti, al netto dei versamenti già effettuati, aumentati degli eventuali costi che il gestore di rete deve sostenere al fine di ripristinare le condizioni di funzionalità della rete elettrica.

Articolo 25
Condizioni economiche per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili

25.1 Il corrispettivo relativo alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, di cui al comma 24.1, è ridotto del 50%. Il limite massimo indicato nel medesimo comma è corrispondentemente ridotto del 50%.

25.2 Il corrispettivo di connessione è pari al prodotto tra:
a) il maggior valore tra zero e la differenza tra i costi di cui al comma 22.1, lettera c), al netto degli eventuali interventi realizzati in proprio dal richiedente in base alle disposizioni di cui al comma 19.5 e il parametro-soglia di cui alla tabella 1 allegata al presente provvedimento e
b) il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione, definita secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera g).

25.3 Al fine della gestione delle garanzie finanziarie trovano applicazione le medesime disposizioni di cui ai commi 24.3 e 24.4.

Articolo 26
Condizioni economiche per la connessione di impianti cogenerativi ad alto rendimento e relative verifiche

26.1 Il corrispettivo relativo alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, di cui al comma 24.1, è ridotto del 20%. Il limite massimo indicato nel medesimo comma è corrispondentemente ridotto del 20%.

26.2 Il corrispettivo di connessione è pari al prodotto tra:
a) i costi di cui al comma 22.1, lettera c), al netto degli eventuali interventi realizzati in proprio dal richiedente in base alle disposizioni di cui al comma 19.5 e
b) il rapporto tra la potenza ai fini della connessione e la potenza massima di esercizio dell'impianto di rete per la connessione, definita secondo le modalità di cui al comma 18.2, lettera g).

26.3 Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica cogenerativi ad alto rendimento, il richiedente trasmette al gestore di rete, oltre che al GSE:
a) all'atto della richiesta di connessione, una dichiarazione analoga a quella di cui all'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di progetto dell'impianto o delle sezioni che lo costituiscono;

b) annualmente, per il primo periodo di esercizio, come definito all'articolo 1, comma 1.1, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, e per i successivi 3 anni solari, le dichiarazioni rilasciate ai sensi dell'articolo 4, commi 4.1 e 4.2, della deliberazione n. 42/02 sulla base dei dati di esercizio a consuntivo delle sezioni che lo costituiscono. Per il primo periodo di esercizio e per ciascuno dei successivi 3 anni solari, qualora, per almeno una sezione, non sia soddisfatta a consuntivo la condizione di cogenerazione ad alto rendimento di cui alla deliberazione n. 42/02, il richiedente versa al gestore di rete:
   - il 30% della differenza tra il corrispettivo di cui al comma 24.1 e il corrispettivo di cui al comma 26.1;
   - il 30% della differenza tra il corrispettivo di cui al comma 24.2 e il corrispettivo di cui al comma 26.2

   I gestori di rete versano tali differenze nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del TIT.

26.4 Al fine della gestione delle garanzie finanziarie trovano applicazione le medesime disposizioni di cui ai commi 24.3 e 24.4.

TITOLO IV
PRIORITÀ DI TRATTAMENTO, INDENNIZZI AUTOMATICI, REALIZZAZIONE IN PROPRIO DELLA CONNESSIONE E PROCEDURE SOSTITUTIVE

Articolo 27
Priorità di trattamento per le richieste di connessione di impianti da fonte rinnovabile e cogenerativi ad alto rendimento

27.1 Nello svolgimento delle attività relative all'erogazione del servizio di connessione, il gestore di rete esamina prioritariamente le richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento.

Articolo 28
Indennizzi automatici

28.1 Qualora la messa a disposizione del preventivo per la connessione non avvenga nel tempo indicato dal gestore di rete nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 18, il gestore di rete, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuto a corrispondere al richiedente un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno di ritardo.

28.2 Qualora la messa a disposizione della soluzione tecnica minima di dettaglio non avvenga nel tempo indicato dal gestore di rete nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 18, il gestore di rete, salvo cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi, è tenuto a corrispondere al richiedente un indennizzo automatico pari a 20 euro/giorno per ogni giorno di ritardo.

28.3 In caso di superamento dei tempi di realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti, il gestore di rete versa al richiedente un importo pari al prodotto tra il corrispettivo di connessione e:
   a) il rapporto tra il numero di giorni corrispondenti al ritardo accumulato e il numero di giorni corrispondenti al citato tempo di realizzazione nel caso in cui detto rapporto sia minore o uguale a 0,1;
   b) il rapporto tra il numero di giorni corrispondenti al ritardo accumulato e il numero di giorni corrispondenti al citato tempo di realizzazione moltiplicato per 0,25 e aumentato di 0,075 nel caso in cui detto rapporto sia maggiore di 0,1 e minore o uguale a 0,5;
   c) 0,2 nel caso in cui il rapporto tra il numero di giorni corrispondenti al ritardo accumulato e il numero di giorni corrispondenti al citato tempo di realizzazione risulti maggiore di 0,5.

Articolo 29

Realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento

29.1 In caso di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento, il gestore di rete, previa istanza del richiedente all'atto di accettazione del preventivo ai sensi del comma 19.5:
   a) è tenuto a consentire al medesimo richiedente la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione;
   b) può consentire al medesimo richiedente la realizzazione degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

29.2 Gli impianti di rete per la connessione realizzati dal richiedente sono resi disponibili, a titolo gratuito, al gestore di rete per il collaudo e la conseguente accettazione. I predetti impianti devono essere accompagnati dalla documentazione tecnica, giuridica ed autorizzativa connessa all'esercizio e alla gestione dei medesimi. I costi inerenti il collaudo sono a carico del richiedente.

29.3 Nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, il corrispettivo di connessione è pari a zero.

29.4 Nel caso di impianti da fonti rinnovabili e nel caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione, il gestore di rete versa al medesimo un corrispettivo pari al parametro-soglia di cui alla tabella 1, secondo quanto previsto dal gestore di rete nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 18 ed in un periodo non superiore a 5 anni dalla definizione della soluzione tecnica minima di dettaglio.

Articolo 30
Procedure sostitutive in caso di inerzia, da parte del gestore di rete, per la connessione di impianti alimentati da fonte rinnovabile

30.1 A fronte della segnalazione, da parte del richiedente, di superamento di 60 giorni di ritardo nella messa a disposizione del preventivo, ovvero della soluzione tecnica minima di dettaglio, l'Autorità può avviare la procedura sostitutiva prevista dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03, con modalità analoghe a quelle previste nel comma 16.2.

30.2 A fronte della segnalazione, da parte del richiedente, di superamento di 120 giorni di ritardo nella realizzazione della connessione, l'Autorità può avviare la procedura sostitutiva prevista dall'articolo 14, comma 2, lettera f-bis, del decreto legislativo n. 387/03, con modalità analoghe a quelle previste nel comma 16.4.

PARTE V
DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 31
Disposizioni finali

31.1 Fermo restando quanto previsto al comma 31.2, il preventivo accettato dal richiedente cessa di validità qualora il medesimo soggetto non comunichi al gestore di rete l'inizio dei lavori per la realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica entro:
a) 6 (sei) mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in bassa tensione;
b) 12 (dodici) mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in media tensione;
c) 18 (diciotto) mesi dalla data di comunicazione di accettazione del preventivo, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione.

31.2 Nei casi in cui i termini di cui al comma 31.1 non possano essere rispettati a causa della mancata conclusione dei procedimenti autorizzativi o per cause di forza maggiore o per cause non imputabili al richiedente, il medesimo richiedente, al fine di evitare la decadenza del preventivo accettato, è tenuto a darne informazione al gestore di rete e all'Autorità. In questo caso il richiedente è tenuto a trasmettere al gestore di rete e all'Autorità, con cadenza periodica di 60 giorni, una comunicazione recante un aggiornamento dello stato di avanzamento dell'iter per la connessione.

31.3 Il mancato ricavo o il costo derivante ai gestori di rete per effetto dell'applicazione delle disposizioni di cui ai commi 25.1, 25.2, lettera a), 26.1 e 29.4 trova copertura, su base annuale, tramite il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del TIT.

31.4 Nel caso di impianti ibridi, al fine del rispetto dell'articolo 8, comma 6, del decreto legislativo n. 387/03, si applicano le medesime modalità di verifica, in quanto applicabili, e gli effetti di cui all'articolo 12 e al comma 26.3 estesi a cinque anni. A tal fine il richiedente trasmette al GSE e a l gestore di rete le informazioni necessarie.

31.5 I rapporti tra il gestore di rete interessato alla connessione e il richiedente ai fini dell'erogazione del servizio di connessione sono regolati in un apposito contratto per la connessione. Tale contratto è redatto sulla base delle condizioni di cui al presente provvedimento e reca, inoltre, le condizioni per la gestione dell'impianto per la connessione, nonché per l'interoperabilità tra il medesimo e l'impianto elettrico che si connette.

Tabella 1

Parametri per la determinazione della soglia per le rinnovabili	
Connessioni in alta e altissima tensione	
Plc (parametro per linea in cavo)	100 k€/km (fino a un massimo di 1 km)
Pla (parametro per linea aerea)	40 k€/km (fino a un massimo di 1 km)

Per composizioni miste (sia linea aerea che linea in cavo) il valore massimo di 1 km è da intendersi una sola volta per l'intera linea. I contributi alla soglia saranno determinati in maniera proporzionale alle effettive lunghezze dei due tratti di linea

08A05915

DELIBERAZIONE 24 luglio 2008.

Disposizioni relative allo svolgimento del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 3 agosto 2007, n. 208/07, per la riforma dei meccanismi di tutela dei clienti finali del gas naturale e dei criteri di aggiornamento del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso (CCI). (Deliberazione ARG/gas 100/08).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 24 luglio 2008

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99;
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002, n. 195/02 (di seguito: deliberazione n. 195/02) , come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02 (di seguito: deliberazione n. 207/02);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03), come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2004, n. 248/04;
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06 (di seguito: deliberazione n. 134/06) come successivamente modificata;
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07 (di seguito: deliberazione n. 79/07);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2007, n. 208/07 (di seguito: deliberazione n. 208/07);
- la deliberazione dell'Autorità 6 maggio 2008, ARG/gas 52/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 52/08);
- il documento per la consultazione 18 dicembre 2007, atto n. 55/07, recante "Servizio di maggior tutela: criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica";
- il documento per la consultazione 28 maggio 2008, atto n. 14/08, recante "Revisione dei meccanismi di tutela dei clienti finali nel mercato al dettaglio del gas naturale e criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura" (di seguito: documento per la consultazione 28 maggio 2008).

Considerato che:

- con la deliberazione n. 195/02, l'Autorità ha modificato il previgente regime di aggiornamento della parte relativa al costo della materia prima gas;

- con la deliberazione n. 134/06, come recepita e modificata dalla deliberazione n. 79/07, a fronte di un imprevedibile e persistente aumento delle quotazioni dei prodotti energetici non adeguatamente intercettato dalle allora vigenti modalità di aggiornamento, l'Autorità ha, tra l'altro, integrato e modificato, con effetto dal 1 luglio 2006 sino al 30 giugno 2008, le modalità di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale di cui alla deliberazione n. 195/02, prevedendo, in particolare:
  - l'introduzione di un corrispettivo aggiuntivo in forma fissa (di seguito: QF) all'interno del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso (di seguito: CCI) di cui all'articolo 7 della deliberazione n. 138/03 (comma 1.3.1, lettera a);
  - l'integrazione degli intervalli di applicazione del parametro α (che garantiva variazioni della componente materia prima ridotte ad un valore pari al 75% qualora le quotazioni medie del Brent ricadessero al di fuori dell'intervallo compreso tra 20 e 35 dollari/barile), con l'introduzione di un ulteriore parametro β che porta al 95% la variazione della componente materia prima, per medie del Brent maggiori o uguali a 60 dollari barile (comma 1.3.1, lettera b);
  - la verifica, da compiere entro lo stesso 30 giugno 2008, delle condizioni per l'estensione fino al 30 giugno 2009 delle disposizioni di cui ai due precedenti alinea (comma 1.3.2);
- con la deliberazione n. 208/07, al fine di dare attuazione alla legge n. 125/07, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'eventuale modifica dell'attuale assetto delle tutele in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali;
- con la deliberazione ARG/gas 52/08, l'Autorità:
  - ha prorogato al 30 settembre 2008 il periodo di applicazione del comma 1.3.1, lettere a e b, della deliberazione n. 195/02;
  - ha abrogato il comma 1.3.2 della deliberazione n. 195/02, in conseguenza dell'opportunità che la verifica delle condizioni per l'eventuale ulteriore proroga dell'applicazione delle predette disposizioni fosse effettuata nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 208/07;
- con il documento per la consultazione 28 maggio 2008, che si inquadra nel predetto procedimento, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti su una riforma organica dell'assetto delle tutele dei clienti finali attualmente contenute nelle deliberazioni n. 207/02, n. 138/03 e n. 195/02; e che in particolare, tale riforma dovrebbe comportare:
  - la revisione dell'ambito e delle modalità applicative delle condizioni economiche di fornitura, a partire da una data non anteriore l'1 ottobre 2009, con particolare riferimento:
    i. all'obbligo di offerta di dette condizioni ai clienti finali domestici con consumi annui inferiori a 200.000 Smc annui;
    ii. all'obbligo di applicazione di dette condizioni ai clienti finali che non hanno mai esercitato la loro idoneità, al fine di limitare tale tutela ai soli clienti finali domestici con consumi annui inferiori ai 200.000 Smc annui;

iii. all'esigenza di introdurre meccanismi di tutela per i clienti finali (non domestici e domestici) con consumi superiori a 200.000 Smc annui, diversi da quelli di cui alle deliberazioni n. 207/02 e n. 138/03;
iv. all'esigenza di definire la nozione di cliente domestico, al fine di risolvere alcuni problemi interpretativi;

- la modifica dei parametri di indicizzazione del CCI, a partire dall'1 ottobre 2008, prevedendo almeno:
  - l'inserimento del QF nella quota indicizzata;
  - il ribasamento dell'indice I_t al luglio 2008;
  - la rimozione della soglia di invarianza;
  - l'introduzione di una periodica verifica dei medesimi parametri;
- le osservazioni pervenute dagli operatori hanno evidenziato:
  - una sostanziale convergenza, sia sugli obiettivi perseguiti, sia su alcuni degli orientamenti posti in consultazione, quali la rimozione della soglia di invarianza e l'introduzione di una verifica periodica dei parametri di indicizzazione del CCI in attesa che si formino nel mercato all'ingrosso significativi riferimenti di prezzo;
  - l'esigenza di compiere ulteriori approfondimenti – anche mediante l'istituzione di appositi gruppi di lavoro con i soggetti interessati – su altri interventi prospettati, ad esempio l'inserimento del QF nella quota indicizzata, il ribasamento dell'indice I_t, la definizione della nozione di cliente domestico;
  - la conseguente richiesta di posticipare all'anno 2009 i predetti interventi;
- le misure illustrate nel documento per la consultazione 28 maggio 2008, essendo volte a realizzare una riforma organica dell'assetto delle tutele per i clienti finali, costituiscono un intervento unitario, con la conseguenza che l'approfondimento di alcuni profili richiede di riconsiderare l'intervento nel suo complesso.

Considerato inoltre che:

- a partire dall'1 gennaio 2008, Platt's Oilgram Price Report pubblica, oltre alle quotazioni mensili CIF Med Basis del gasolio 0.2 (di seguito: quotazioni gasolio 0.2), le quotazioni mensili CIF Med Basis del gasolio 0.1 (di seguito: quotazioni gasolio 0.1), in relazione all'articolo 5 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 7 settembre 2001, n. 395 che, recependo la direttiva europea 99/32/CE relativa alla riduzione del tenore di zolfo di alcuni combustibili liquidi, prevede l'utilizzo, a partire dall'1 gennaio 2008 del gasolio con tenore massimo di zolfo non superiore allo 0.1% in massa;
- a partire dall'1 gennaio 2009 non saranno più pubblicate da Platt's Oilgram Price Report le quotazioni gasolio 0.2 e pertanto, dall'aggiornamento per il trimestre aprile – giugno 2009 delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per clienti in regime di tutela che fa riferimento ai dati del periodo giugno 2008 – febbraio 2009, non saranno disponibili per il calcolo dell'indice It.

Ritenuto che:

- sia opportuno continuare l'attività istruttoria del procedimento avviato con deliberazione n. 208/07 approfondendo i profili di criticità emersi dalla consultazione, anche al fine di pervenire alla definizione di una disciplina organica ed unitaria dei meccanismi di tutela dei clienti finali del gas naturale e dei criteri di aggiornamento del CCI; e che sia opportuno adottare tale disciplina nel successivo anno 2009 entro termini che assicurino tempi adeguati per la negoziazione dei contratti di compravendita all'ingrosso;
- sia opportuno che i predetti approfondimenti siano svolti anche mediante l'istituzione di un gruppo di lavoro composto da rappresentati degli esercenti la vendita al dettaglio e all'ingrosso; e che nell'ambito di tale gruppo di lavoro vengano valutate, tra l'altro, le modalità di sostituzione nel calcolo dell'indice dei prezzi di riferimento I_t, relativo al gas naturale, di cui al comma 1.2 della deliberazione n. 195/02, delle quotazioni gasolio 0.2 con le quotazioni di gasolio 0.1, così come pubblicate da Platt's Oilgram Price Report;
- sia necessario prorogare, per un periodo adeguato alle predette finalità, l'efficacia del comma 1.3.1 della deliberazione n. 195/02, senza procedere, fino ad allora, ad alcuna modifica di singoli parametri della vigente disciplina

DELIBERA

1. di prorogare sino al 30 settembre 2009 il periodo di applicazione del comma 1.3.1, lettere a e b, della deliberazione n. 195/02;
2. di conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati di istituire un gruppo di lavoro, composto anche eventualmente da rappresentanti degli esercenti la vendita al dettaglio e all'ingrosso, al fine di svolgere nell'ambito del procedimento n. 208/07 gli approfondimenti nei termini di cui in motivazione e, in particolare, acquisire elementi volti a:
   a. individuare soluzioni alle criticità segnalate circa le modalità applicative della disciplina illustrata nel documento per la consultazione 28 maggio 2008;
   b. valutare le differenti modalità di sostituzione nel calcolo dell'indice dei prezzi di riferimento I_t, relativo al gas naturale, di cui al comma 1.2 della deliberazione n. 195/02, delle quotazioni gasolio 0.2 con le quotazioni di gasolio 0.1, così come pubblicate da Platt's Oilgram Price Report;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la presente deliberazione, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Città, 24 luglio 2008

Il presidente: Ortis

08A05916

ITALO ORMANNI, *direttore*

Alfonso Andriani, *redattore*
Delia Chiara, *vice redattore*

(G803177/1) Roma, 2008 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

GAZZETTA UFFICIALE
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2008 (salvo conguaglio) (*)

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

			CANONE DI ABBONAMENTO
Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari:		
	(di cui spese di spedizione € 257,04)	- annuale	€ **438,00**
	(di cui spese di spedizione € 128,52)	- semestrale	€ **239,00**
Tipo A1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi:		
	(di cui spese di spedizione € 132,57)	- annuale	€ **309,00**
	(di cui spese di spedizione € 66,28)	- semestrale	€ **167,00**
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale:		
	(di cui spese di spedizione € 19,29)	- annuale	€ **68,00**
	(di cui spese di spedizione € 9,64)	- semestrale	€ **43,00**
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE:		
	(di cui spese di spedizione € 41,27)	- annuale	€ **168,00**
	(di cui spese di spedizione € 20,63)	- semestrale	€ **91,00**
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali:		
	(di cui spese di spedizione € 15,31)	- annuale	€ **65,00**
	(di cui spese di spedizione € 7,65)	- semestrale	€ **40,00**
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni:		
	(di cui spese di spedizione € 50,02)	- annuale	€ **167,00**
	(di cui spese di spedizione € 25,01)	- semestrale	€ **90,00**
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, ed ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 383,93)	- annuale	€ **819,00**
	(di cui spese di spedizione € 191,46)	- semestrale	€ **431,00**
Tipo F1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 264,45)	- annuale	€ **682,00**
	(di cui spese di spedizione € 132,22)	- semestrale	€ **357,00**

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
Integrando con la somma di € 80,00 il versamento relativo al tipo di abbonamento alla *Gazzetta Ufficiale* - parte prima - prescelto, si riceverà anche l'**Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2008.**

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI
(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita:		
	serie generale	€ 1,00
	serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo serie speciale, *concorsi*, prezzo unico	€ 1,50
	supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo Bollettino Estrazioni, ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€ 6,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

5ª SERIE SPECIALE - CONTRATTI ED APPALTI

(di cui spese di spedizione € 127,00)	- annuale	€ **295,00**
(di cui spese di spedizione € 73,00)	- semestrale	€ **162,00**

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II

(di cui spese di spedizione € 39,40)	- annuale	€ **85,00**
(di cui spese di spedizione € 20,60)	- semestrale	€ **53,00**

Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione) € 1,00
I.V.A. 20% inclusa

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo		€ **190,00**
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni - SCONTO 5%		€ **180,50**
Volume separato (oltre le spese di spedizione)	€ 18,00	

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.

RESTANO CONFERMATI GLI SCONTI IN USO APPLICATI AI SOLI COSTI DI ABBONAMENTO

ABBONAMENTI UFFICI STATALI
Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.

€ 8,00